UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

CICLO DE ROTINAS PARA MELHORIA DA MANUTENÇÃO EM UNIDADES DIESEL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Eraldo Cruz dos Santos

Itajubá – Minas Gerais – Brasil
Novembro de 2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Eraldo Cruz dos Santos

CICLO DE ROTINAS PARA MELHORIA DA MANUTENÇÃO EM UNIDADES DIESEL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Mecânica.

Curso: Doutorado em Engenharia Mecânica.
Área de Concentração: Conversão de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Marco Antônio Rosa do Nascimento.
Co-orientador: Prof. Dr. Christian Jeremi Rodriguez Coronado.

Itajubá – Minas Gerais – Brasil
Novembro de 2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Eraldo Cruz dos Santos

CICLO DE ROTINAS PARA MELHORIA DA MANUTENÇÃO EM UNIDADES DIESEL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tese aprovada por banca examinadora em 13 de novembro de 2012, conferindo ao autor o título de **Doutor em Ciências em Engenharia Mecânica**.

Banca Examinadora
Prof. Dr. Marco Antônio Rosa do Nascimento (Orientador)
Prof. Dr. Christian Jeremi Rodriguez Coronado (Co-orientador)
Prof. Dr. Luiz Roberto Carrocci
Prof. Dr. José Alexandre Matelli
Prof. Dr. Eben-Ezer Prates da Silveira
Prof. Dr. Rogério José da Silva

Itajubá
2012

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Cristiane N. C. Carpinteiro- CRB_6/1702.

S237c
Santos, Eraldo Cruz dos.
Ciclo de rotinas para melhoria da manutenção em unidades diesel de geração de energia elétrica / por Eraldo Cruz dos Santos, Itajubá, (MG), Brasil: [s. n.], 2012.
183 p.: il.

Orientador: Prof. Dr. Marco Antônio Rosa do Nascimento.
Co-Orientador: Prof. Dr. Christian Jeremi Rodriguez Coronado.
Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá.

1 – Geração de energia; 2 – Gerenciamento da manutenção e operação; 3 – Criticidade; 4 – Manutenção; 5 – Diagnósticos e prognósticos. I. Nascimento, Marco Antônio Rosa do, orient. II Coronado, Christian Jeremi Rodriguez, coorient. III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

Eraldo Cruz dos Santos

CICLO DE ROTINAS PARA MELHORIA DA MANUTENÇÃO EM UNIDADES DIESEL DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Orientador: Prof. Dr. Marco Antônio Rosa do Nascimento.
Co-Orientador: Prof. Dr. Christian Jeremi Rodriguez Coronado.

Composição da Banca Examinadora:

Prof. Dr. Luiz Roberto Carrocci
UNESP/Guara

Prof. Dr. José Alexandre Matelli
UNESP/Guara

Prof. Dr. Eben-Ezer Prates da Silveira
UNIFEI

Prof. Dr. Rogério José da Silva
UNIFEI

Prof. Dr. Christian Jeremi Rodriguez Coronado
UNIFEI

Prof. Dr. Marco Antônio Rosa do Nascimento
Presidente – UNIFEI

Prof. Dr. Edmilson Otoni Corrêa
Moderador da Banca – UNIFEI

Dedicatória

Ao meu pai ***Domingos Moacir dos Santos*** *(in memóriam), à minha mãe* ***Ana Glória Cruz dos Santos,*** *para minha esposa* ***Maria de Fátima Conceição dos Santos*** *e para os meus filhos* ***Ewerton Felipe****,* ***Ewerson Fábio*** *e* ***Ewelin Mayara Santos dos Santos****.*

Agradecimentos

A Deus.

Aos meus pais, Domingos Moacir (†) e Ana Glória Cruz dos Santos, que sempre me incentivaram na formação e no desenvolvimento cultural, pessoal e intelectual.

A toda a minha família que sempre me apoiou e encorajou a seguir esta carreira.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Marco Antônio Rosa do Nascimento, pela competência na orientação, dedicação, paciência e amizade.

Aos membros do Grupo de Estudos em Tecnologia de Conversão de Energia – GETEC.

Em especial ao amigo Prof. Luiz Fernando Valadão Flôres, pelo permanente incentivo, colaboração, amizade, momentos de lazer e inesquecível convívio profissional.

Ao Instituto de Engenharia Mecânica da UNIFEI, representado pelos seus dedicados Professores e Funcionários, pela oportunidade que me concedeu na realização deste trabalho, e aos amigos desse Instituto, pelo convívio profissional.

Aos Professores da Universidade Federal de Itajubá, pelo apoio e valiosas sugestões, que contribuíram para a elaboração deste trabalho.

A CAPES, a FAPEMIG e ao CNPq através do programa de bolsas, pelo apoio financeiro.

Aos amigos e compadres Marcos Ozório Brum (†) e Irmã Lia Oliveira, por todo apoio e pela amizade e pelo acolhimento oferecido a mim e minha família.

A todas aquelas pessoas que de maneira direta, ou indireta, contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

Mensagem

"Em cada instante de nossas vidas é preciso fazer escolhas e tomar decisões, que nem sempre parecem ser as melhores, pois é preciso se entender os momentos, os propósitos e os interesses de cada pessoa ao nosso redor. Contudo, cada ação decidida ou tomada deve ser respeitada, isto por que, certas ou não, são as nossas escolhas e decisões e fazem parte do aprendizado da vida."

Resumo

SANTOS, Eraldo C. (2012) – Ciclo de Rotinas para Melhoria da Manutenção em Unidades Diesel de Geração de Energia Elétrica, Tese de Doutorado, Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá – MG;

O presente trabalho mostra o desenvolvimento de uma metodologia de gestão da manutenção chamada de “Ciclo de Rotinas para Melhoria da Manutenção em Unidades Diesel de Geração de Energia Elétrica”, cujo desenvolvimento foi motivado pela necessidade de se identificar os pontos críticos existentes em sistemas de geração de energia elétrica, aumentar a confiabilidade operacional das unidades diesel geradoras – UDGs e, consequentemente, reduzir os custos globais de operação e de manutenção. A metodologia “Ciclo de Rotinas” tem como objetivo o desenvolvimento e a implantação de uma sistemática de gerenciamento, de planejamento, de controle, de supervisão e de elaboração de diagnósticos e prognósticos das atividades de manutenção de usinas termelétricas – UTEs, utilizando como estudo de caso, inicialmente, UTEs com motores diesel, do sistema isolado na região norte do Brasil. Os resultados da utilização da metodologia nas usinas são avaliados e mostrados através da identificação das criticidades, da redução do número de desligamentos em 15 % e dos custos operacionais e de manutenção em 20 %.

Palavras – Chave:

Geração de Energia; Gerenciamento da Manutenção e Operação; Criticidade; Unidades Geradoras; Diagnósticos e Prognósticos.

Abstract

SANTOS, Eraldo C. (2012) – *Cycle Routines for Improvement of the Maintenace in Diesel Units in Thermoelectric Power Generation*, PhD Thesis, Institute of Mechanical Engineering, Federal University of Itajubá, Itajubá – MG;

The present work shows the development of a maintenance management methodology called "Cycle of Routines for Maintenance Improvement in Diesel Units of Power Electric Generation", or simply, cycle of routines, whose development was motivated by the need of to identify critical points in real system of electric power generation and to improve operational reliability of the generating diesel units – GDU and, consequently, to reduce the overall costs of operation and maintenance. The methodology "cycle of routines" has as objective the development and the implantation of a systematic management, planning, control, supervision and development of diagnosis and prognostic maintenance activities of thermoelectric power plants – TPP, using as case studies, initially, power plants with diesel engines, isolated system in Northern region of Brazil. The results of the use of the methodology at thermoelectric power plants are evaluated and shown though the identification of the criticality, reducing the number of outages by 15% and operating and maintenance costs by 20%.

Key words:

Generation of energy; Management of maintenance and operation; Critically; Generating units, Diagnosis and prognosis;

Sumário

Lista de Figuras

Lista de Tabelas

Nomenclatura, Simbologia e Abreviaturas

Nomenclatura:

CAD – Custo administrativo	[R$]
C_{CPU} – Custo de pessoal da usina	[R$]
C_{CD} – Consumo diário de combustível	[l/dia]
C_{CO} – Consumo de combustível ótimo	[l/dia]
C_{CET} – Custo do somatório dos contratos firmados com empresas terceirizadas	[R$]
C_{ESP} – Consumo específico de combustível de uma unidade geradora	[l/kWh]
C_{ESPO} – Consumo específico de combustível ótimo de uma unidade geradora	[l/kWh]
CF – Custo fixo	[R$]
C_{FE} – Custo de funcionamento dos equipamentos	[R$]
C_{FC} – Custo fixo de funcionamento dos componentes	[R$]
CIM – Custos imprevistos	[R$]
C_{IFC} – Somatório dos custos individuais de cada item do sistema	[R$]
CMC – **C**usto total da manutenção corretiva	[R$]
C_{MCM} – **C**usto de material de consumo na manutenção	[R$]
CPP – Custo da perda de produção de energia	[R$]
CST – Custo dos serviços de terceiros	[R$]
C_{TE} – Custo de troca dos Equipamentos	[R$]
C_{TSM} – Custo total dos serviços de manutenção	[R$]
CV – Custo variável	[R$]
C_{UOM} – Custo unitário de operação e manutenção dos componentes	[R$]
E_G – Energia gerada por uma UDG	[kWh]
EAG – Energia Anual Gerada	[kWh ou MWh]
F_{UTIL} – Fator de utilização de uma UDG	[-]

F_{UTILO} – Fator de utilização ótimo de uma UDG [-]

h_{AO} – Horas acumuladas de operação da UDG desde o seu comissionamento [h]

HFC = Hora fim do conserto [h]

HFO = Hora fim da ocorrência [h]

HIC – Hora início do conserto [h]

HIO – Hora início da ocorrência [h]

HMNE – Horas totais de manutenção dos equipamentos [h]

HOPE – Horas de operação do equipamento [h]

HPC – Horas do período considerado [h]

I – Corrente [A]

I_m – Média das correntes entre as fases de um sistema [A]

N_{HRS} – Número de horas para a realização dos serviços de manutenção [h]

NTMC – Número totais de manutenções corretivas [--]

Q – Quantidade produzida, unidade ou potência reativa [kVAr]

$Q_{Adic.}$ – Quantidade de calor adicionada ao sistema [kW]

Q_{INF} – Quantidade de itens necessários para o funcionamento dos sistemas [R$]

Q_{MCU} – Quantidade do material utilizado na manutenção [und.]

$Q_{rejeit.}$ – Quantidade de calor rejeitado do sistema [kW]

Q_{SET} – Quantidade de serviços terceirizados (valor do contrato) [und.]

Q_{RFP} – Quantidade de recursos financeiros do planejamento (valor anual) [und.]

p – Preço de venda da eletricidade gerada [R$/MWh]

P_a – Potência ativa [kW]

PCI – Poder calorífico inferior [kJ/kg ou MJ/kg]

PCS – Poder calorífico superior [kJ/kg ou MJ/kg]

P_{ec} – Potência efetiva demandada [kW]

P_{EF} – Potência efetiva da unidade geradora, *i*, no intervalo de tempo *j* [kW]

P_{EFL} – Potência efetiva liberada da unidade geradora *i*, no intervalo de tempo *j* [kW]

P_{el} – Potência elétrica [kW]

P_I – Potência instalada [kW]

P_m – Potência mecânica [kW].

P_{ME} – Período de manutenção do equipamento [h]

P_N – Potência nominal de uma unidade geradora [hp ou kW]

P_{nea} – Potência nominal elétrica do alternador [kWe]

PPE – Perda da produção de energia [MWh]

P_{PM} – Periodicidade máxima do plano ou programa de manutenção da UDG [h]

P_{UE} – Percentual de utilização do elemento no sistema [%]

Q_{CT} – Quantidade total de componentes que serão trocados [pç]

R_{FPI} – Somatório dos gastos fora do planejamento inicial [R$]

R_{UD} – Recursos utilizados ou disponíveis no processo ou sistema [R$]

S – Potência aparente [kVA]

t – Tempo de um determinado processo ou para produzir uma quantidade de medida [h]

t(i) – Duração de cada evento (*i*), no período de apuração [h]

t_A – Tempo de avaliação [h]

T – Temperatura [K]

TA – Tempo de atendimento [h]

Tar – Tempo de arranque [h]

TC – Tempo de conserto [h]

T_{OPA} – Tempo de operação anual do equipamento [h]

TOU – Tempo ocioso da usina ou do equipamento em análise [h]

T_P – Total produzido / quantidade de filtros necessários no período em estudo [Pç/Und.]

TTO – Tempo total da ocorrência [h]

V – Tensão [V]

V_{CE} – Valor crítico equivalente [--]

V_{UC} – Valor unitário de cada componente trocado [R$]

V_{UHF} – Somatório dos valores unitários da hora de cada funcionário da usina [R$]

V_{UMC} – Somatório dos custos unitários de cada material de consumo [R$]

Nomenclaturas Gregas:

α – Momento de ajuste dos pesos sinápticos

δ – Sinal de erro de uma rede neural

δ_{jh} – Valor do sinal de erro de uma rede neural

ΔW_{ij} – Pesos ou criticidades em uma rede neural.

φ – Lista de atributos de uma árvore de decisão

ξ – Erros associados ao processo; Erro de uma rede neural.

η – Rendimento ou eficiência térmica / Taxa de aprendizado de uma rede neural

$\eta_{elétrica}$ – Rendimento ou eficiência elétrica um gerador [%]

ρ – Massa específica do ar [kg/m³]

σ_S – Desvio padrão das medidas.

Abreviaturas:

A_{1-n} – Atributos de uma árvore de decisão.

$\tilde{A}_1,\ldots,\tilde{A}_n$ – Termos primários definidos nas partições *fuzzy* de cada variável de entrada.

AAE – Análise da árvore de eventos.

AAF – Análise de árvore de falhas.

ADB – Análise por diagrama de blocos.

APR – Análise preliminar de riscos.

$\tilde{B}_1,\ldots,\tilde{B}_m$ – Termos primários definidos em suas partições *fuzzy*.

BDL – Níveis de desagregação (*BreakDown Leve*) do código KKS.

Ca(i) – Número de UCs interrompidas em um evento (i), no período de apuração.

C_C – Número total UCs, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

C_{COMP} – Criticidade total ou unitária de um componente de um sistema de geração de energia.

C_E – Classificação inicial de criticidade de um elemento.

C_{EQ} – Criticidade equivalente do componente.

C_{EQTEPO} – Criticidade equivalente do equipamento em função do tempo de operação.

C_{ES} – Criticidade do elemento no sistema.

C_O – Condição inicial padrão de uma unidade geradora.

Cos φ – Fator de potência.

$C_{r1}, C_{r2},\ldots, C_{rn}$ – Criticidades equivalentes.

C_{Si} – Somatório das criticidades dos elementos sistema ao qual o componente faz parte.

C_{VE} – Ciclo de vida útil do equipamento entre as manutenções no período em estudo.

C_0 – Inspeção de comissionamento de uma unidade geradora.

C_1 – Inspeção periódica de uma unidade geradora.

C_2 – Inspeção intervalar de uma unidade geradora.

C_{3p} – Inspeção parcial de uma unidade geradora.

C_{3g} – Inspeção geral de uma unidade geradora.

CCC – Conta de consumo de combustível.

CNTP – Condições normais de temperatura e pressão.

d – Desperdícios (tempo, produto, etc.).

D(%) – Disponibilidade percentual do equipamento.

$D^{(k)}$ – Coeficiente de disparo *fuzzy*.

DEC – Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora – UC, expressa em horas e centésimos de hora;

DESL – Código de falha (atributo decisivo) de uma árvore de decisão.

DIN – Duração de interrupção do sistema por número absoluto de ocorrências.

E_1, E_2,...., E_n – Elementos ou vetores de estímulos de entrada de anomalias ou ocorrências em uma rede neural.

E_C – Criticidade equivalente.

E_P – Condição padrão ou de referência de um equipamento.

EPI – Equipamento de proteção individual.

EPC – Equipamento de proteção coletiva.

FAI – Falha por atuação indevida de um equipamento.

FAM – Falha por atraso na manutenção (programação ou planejamento).

FCC – Falha por curto-circuito na rede elétrica.

FEC – Frequência equivalente de interrupção por UC, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções.

FFE – Falha funcional de um equipamento.

FIG – Falha por indisponibilidade de geração de um sistema.

FIS – Falha por intempéries no sistema de geração.

FIN – Frequência de interrupção do sistema por número absoluto de ocorrências.

FMA – Falha por dano causado ao meio ambiente.

FME – Falha de manutenção do equipamento.

FOS – Falha operacional do sistema.

FLH – Falha em uma rede neural artificial.

FQE – Falha por quebra de componentes do equipamento.

Gainf – Ganho de informação de uma árvore de decisão.

GER – Geradores (alternadores) elétricos.

G – Matriz de gravidade

GG – Grupo gerador.

H_X – Função histórico de ocorrências / Função de eventos.

HazOp – Técnica de estudo de operabilidade e risco de eventos.

i – Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais UCs / unidade geradora de uma usina.

IA – Inteligência artificial.

I_C – Indicador de capacidade.

I_P – Indicador de produtividade.

I_{NQ} – Indicadores de não – qualidade.

$I_{DESEJADO}$ – Índice desejado ou o máximo possível para o processo ou sistema.

I_{DS} – *Índice de desordem do sistema.*

I_{OBTIDO} – Índice obtido para o processo.

$I_{PREVISTO}$ – Índice previsto inicialmente para o processo ou sistema.

I_Q – Indicadores de qualidade.

j – Intervalo de tempo do estudo.

k – Número máximo de eventos no período considerado.

k_e – Fator padrão de energia.

kVA – Quilo Volt Ampère, unidade de potência aparente dos transformadores de força.

KKS – Sistema de etiquetagem ou rotulagem de usinas termelétricas (alemão *Kraftwerk KennzeichnenSystem*).

MCC – Manutenção centrada em confiabilidade.

MCI – Motor de combustão interna.

MTBF – Tempo médio entre falhas, no período de estudo.

MTTR – Tempo médio para reparo, no período de estudo.

n – Conjunto de exemplos negativos.

Netj – Soma ponderada dos estímulos pelos respectivos pesos de uma rede neural.

N_{FM} – Número de filtros utilizados nos motores

Ni – Número de elementos na camada de entrada da rede neural.

Nh – Número de elementos na camada intermediária da rede neural.

Nj – Somatório de todos os índices de criticidades atribuídos a cada um dos elementos do sistema de geração.

N_M – **N**úmero de máquinas em estudo.

N_O – Número total de ocorrências ou intervenções no sistema de geração ou Número de elementos na camada de saída da rede neural.

N_{OS} – Número de ocorrências por conjunto de subsistemas de geração, em números absolutos.

O – Vetor de estímulos de uma rede neural.

OS – Ordem de serviço.

p – Conjunto de exemplos positivos.

PCM – Planejamento e controle da manutenção.

PIE – Produtores independentes de energia;

PMC – *Perceptron* de múltiplas camadas.

P_T – Periodicidade de troca de um elemento filtrante / Permissão de trabalho.

Q – Quantidade de falhas ou anomalias.

QCM – Quadro de comandos e medições.

QP – Quantidade de períodos da rede neural / Quadro de prioridades.

RDO – Planilha de registro diário de operação de usinas termelétricas com motores diesel.

RDU – Rede de distribuição de energia elétrica da usina;

RNA – Redes neurais artificiais.

RMDO – Registro médio diário de operação de uma UDG, pelo tempo de avaliação.

SE – Sistema especialista.

T – Vetor de estímulos de uma rede neural / Matriz de tendência.

T_C – Tempo de consumo dos filtros.

T_D – Total de deficiências no processo.

TDIDT – Introdução da árvore de decisão de cima para baixo *(Top-Down Induction of Decision Trees);*

TFF – Transformador de força.

TIC – Técnica do incidente crítico.

T_{FS} – Média do tipo de falhas que ocorreu no sistema em que o equipamento faz parte.

TPM – Manutenção produtiva total.

TQA – Tanques de armazenamento de combustível.

T_S – Total de saídas de produtos e serviços da linha de produção.

T_{SC} – Número total de saídas certas.

U – Universo de discurso *fuzzy* / Matriz de urgência.

UC – Unidade consumidora.

UDE – Usina dieselétrica.

UDG – Unidade diesel geradora.

UTE – Usina termelétrica.

v_i – Valores iniciais de uma nova ramificação de uma árvore de decisão.

w_0 – Peso sináptico associado ao valor de entrada da rede neural.

$w_{k1}, w_{k2}, ..., w_{kn}$ – Pesos sinápticos da rede neural.

x_0 – Valor de entrada na rede neural.

$x_1, x_2, ..., x_n$ – Entradas *fuzzy* em um sistema / Elementos de entrada em uma rede neural.

X – Sentença difusa.

$\boldsymbol{y}_1$ e $\boldsymbol{y}_2$ – Variáveis de saída *fuzzy*.

y_k – Função de ativação de uma rede neural.

Y – Sentença difusa.

Siglas

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas.

AEP – *American Electric Power* (Companhia de Eletricidade Americana).

AMFE – Análise Modal de Falhas e Efeitos.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

ANFAVEA – Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores.

ANP – Agência Nacional do Petróleo.

BPDM – *Boiler Predictive Maintenace Program* (Programa de manutenção preditiva de caldeiras).

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética.

DIN – Instituto Alemão de Normatização (*Deutsches Institut für Normung*).

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A.

EPRI – Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica (*Electric Power Research Institute*).

Engeman® – *Software* destinado a controle da engenharia de manutenção de empresas, utilizado para o desenvolvimento dos planos e gerenciamento da manutenção.

GTDS – Sistema de Diagnóstico de Turbinas a Gás (*Gas Turbine Diagnostic System).*

GTON – Grupo Técnico Operacional da Região Norte.

IEC – Comissão Eletrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission*).

ISO – Organização Internacional de Padronização (*International Organization for Standardization*).

MySQL – Sistema de banco de dados.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico.

PDCA – Ferramenta de Gerenciamento de Sistemas (Ciclo de Planejamento, Realizar, Monitorar e Agir – Ciclo *Plan, Do, Check and Act*).

PhpMyAdmin – Gerenciador de banco de dados.

SAP – *Software* integrado de planejamento de recursos empresariais, destinado à gestão de empresas.

SIM – Sistema integrado de manutenção.

xampp – É um servidor independente de plataformas.

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

Com o avanço tecnológico atual, tem surgido no mercado uma grande quantidade de métodos e ferramentas de gerenciamento de sistemas de geração de energia, os quais trazem consigo, mudanças culturais relevantes para o processo de manutenção em usinas termelétricas – UTEs.

Foi constatado que há mais de duas décadas as empresas e instituições de ensino, em todo mundo, vêm buscando o aumento da eficiência dos sistemas de geração de energia elétrica, no que tange ao uso racional das fontes de geração de energia.

Percebe-se ainda que exista uma preocupação mundial contínua em monitorar, supervisionar, controlar e/ou estender a vida útil de instalações de geração de energia, surgindo um dilema econômico: "*repotenciar ou substituir as unidades diesel geradoras – UDGs, com mais de 30 anos de uso*".

Esta indagação traz grandes preocupações para as equipes de manutenção das empresas geradoras de energia, pois questões como experiência adquirida e não repassada ou registrada, grande rotatividade de pessoal técnico especializado, regime de operação do sistema de geração, adequação e/ou reposição de material e de tecnologia, exigência de órgãos de fiscalização e a execução da manutenção propriamente dita, devem ser equacionadas no interior das empresas e/ou instituições de ensino.

No início, em muitos dos programas de gerenciamento da manutenção, desenvolvidos por empresas, organizações e instituições de ensino, buscava-se analisar ou diagnosticar falhas em componentes isolados dos sistemas.

Hoje, com o intuito de melhorar seu desempenho e a confiabilidade operacional, estes *softwares*, são cada vez mais robustos, com tecnologia cada vez mais avançadas e cada vez mais de propriedade particular, ou seja, são plataformas fechadas com pouca ou nenhuma participação das pessoas interessadas em seu desenvolvimento.

Na maioria das vezes estes *softwares* não atendem ou não se adéquam às necessidades dos responsáveis pela manutenção das empresas geradoras de energia, ou por apresentarem alto custo e tempo de implantação, ou por não apresentarem módulos direcionados para resolver os problemas específicos de cada organização, ou ainda por necessitarem de pessoal especializado para as suas operações, análises e acompanhamento técnico diário.

No Brasil, a maioria das empresas utilizam como apoio à manutenção, programas de gerenciamento comerciais como o Sistema Integrado de Manutenção – SIM, o Máximo, o SAP, o Engeman, o Sigma, entre outros, todos com aplicações específicas e alguns *softwares*, ainda prometem gerenciar todos os processos e sistemas das empresas nos seus diversos módulos, tornando-os suas operações cada vez mais abrangentes, exigindo pessoal técnico cada vez mais qualificado.

Existem ainda as empresas que procuram desenvolver *softwares* específicos para as suas aplicações e, mesmo tendo adquirido um *software* de alto custo, fazem seus controles operacionais paralelos realizados com o uso de planilhas do Microsoft Excel ou Access.

Contudo, devido a vários problemas, tais como a falta de treinamentos e reciclagens contínuas das pessoas envolvidas na manutenção da geração de energia, ou ainda devido à redução da eficiência dos programas, com o passar do tempo, estes *softwares* são colocados em descrédito pelas próprias equipes de manutenção, ou seja, não há um *software* que consiga ser flexível o suficiente para absorver as necessidades de cada organização.

Junto com este cenário têm surgido as mais variadas nomenclaturas inerentes aos processos e, hoje, já se torna necessária à padronização dos termos utilizados nos processos de gestão da manutenção para facilitar o seu entendimento.

Contíguo aos processos e tipos de manutenção aplicados nos mais variados segmentos empresariais, com a finalidade de proteção dos ativos das organizações, uma grande quantidade de *softwares* gerenciais e métodos administrativos também têm surgido. Porém em muitos dos casos, torna-se necessário o perfeito controle de todos os elementos de um sistema ou processo produtivo, como por exemplo, atividades a serem desenvolvidas, operações e recursos (humanos, materiais, procedimentais, etc.), os quais nem sempre são tangíveis.

Todos esses controles devem ser balizados pela formação específica de todas as pessoas envolvidas nas fases de desenvolvimento, de implantação, de acompanhamento e de

supervisão dos processos para propiciarem a avaliação e o tratamento dos elementos que distorcem o alcance dos objetivos e metas traçadas pelo empreendimento.

O gerenciamento de processos é um trabalho fundamental para um administrador da manutenção. Em muitos casos os processos são ativados, executados e ficam inativos (sem a intervenção ou o conhecimento do usuário final). Isto ocorre devido os estes sistemas serem automaticamente gerenciados por programas específicos, os quais não consideram a iteração entre o meio ambiente, as características específicas do local e o usuário final.

Assim é importante que um sistema de gerenciamento da manutenção contemple essa experiência acumulada, as relacione com as regras criadas (normas e procedimentos existentes), ou a serem desenvolvidas, para sanar os possíveis problemas detectados nos processos produtivos e auxilie o usuário na tomada de decisão.

Tendo em vista a complexidade e os custos envolvidos na aquisição e na implantação destes tipos de *softwares* em relação aos equipamentos, é necessário um constante monitoramento de seu desempenho e o desenvolvimento de programas rígidos de manutenção, de forma a manter a operação dos sistemas gerenciados segura e eficiente.

Acompanhando o atual cenário brasileiro, no que tange a operação de usinas termelétricas, observa-se que, em um grande número de UTEs, seus equipamentos geradores (turbinas, motores, etc.) foram projetados para operar continuamente e em plena carga.

Entretanto, tem-se notado que este cenário está passando por alterações operacionais significativas no Brasil, quer seja, em função da legislação vigente, ou por força de contrato, onde se observa que a maioria destas usinas opera, atualmente, em caráter emergencial, em período sazonal, ou de forma complementar e com carga parcial, requerendo uma mudança na gerência de manutenção das UTEs.

O monitoramento simples, feito a partir da utilização de instrumentação de campo (sensores, medidores e transdutores), não é capaz de identificar os mais variados tipos de anomalias e falhas que possam ocorrer nos sistemas das UDGs, sendo necessária a utilização de complexas ferramentas computacionais para diagnóstico. Tais ferramentas são usualmente desenvolvidas pelos fabricantes das máquinas e oferecidas em um pacote pouco atrativo aos clientes, devido aos seus altos custos e baixa disponibilidade de seus especialistas (BARBOSA, R., 2010).

Atualmente, inúmeros são os sistemas de gerenciamento da manutenção que visam detectar falhas em equipamento de geração de energia, pois o índice de falhas nas usinas é alto, superando os 20 % de disponibilidade (ANEEL, 2011), assim como é alta também as

perdas nos processos de distribuição, de armazenamento e consumo de combustível, acima de 18 % (ELETROBRÁS, 2011).

É necessário ainda considerar que as degradações do desempenho de alguns componentes das UDGs causarão, com o tempo, um aumento gradual na reposição das peças e elementos necessários para se manter a operação normal da usina, quando comparado com a geração nominal da mesma quantidade de eletricidade de uma UDG em perfeito estado. Além disso, deve ser considerada ainda a tendência dos custos da manutenção que, segundo JELEN, F. *et. al.*, (1983) e SANTOS e NASCIMENTO (2009), variam, em média, entre 5 a 15 % do custo do investimento no sistema de geração termelétrico por ano.

O controle efetivo dos parâmetros operacionais e de manutenção das usinas termelétricas pode levar a uma economia considerável, já que facilita a avaliação dos custos de possíveis ações corretivas imprevistas, ou de manutenção de emergência nas UTEs, permitindo a identificação dos componentes e/ou sistemas responsáveis pela perda de rendimentos e pelas causas de falhas.

Esta tese visa descrever as atividades do desenvolvimento da metodologia “Ciclo de Rotinas” e a sua utilização em UTEs do sistema isolado. Esta metodologia trata-se de uma técnica para atingir os objetivos e metas de um empreendimento, que permite avaliar melhor a relação causa e feito de anomalias e auxiliar na tomada de decisão gerencial.

Esta tecnologia tem aplicação direta na geração de energia de uma usina termelétrica, envolvendo e buscando as melhorias dos diversos sistemas da UTE, nos aspectos técnicos, de manutenção, econômicos, de segurança e de meio ambiente. Ela trata da utilização de uma metodologia alicerçada por um *software* chamado “Ciclo de Rotinas”, que tem como objetivo a melhoria do controle da manutenção em sistemas de geração, auxiliando no gerenciamento dos processos de manutenção dos equipamentos das usinas térmicas.

1.1. Motivação para o Estudo

Durante o desenvolvimento da metodologia ciclo de rotinas foi constatado que a manutenção dos componentes de alguns tipos de UTEs ainda é feita de forma ineficiente, não apresentando, em muitos casos, um controle efetivo de todos os elementos envolvidos e necessários ao processo, o que gera alto custo global.

A manutenção ocorre somente quando há a parada de um dos elementos que compõe as UDGs, ou seja, na grande maioria das vezes, são praticadas nas usinas as manutenções

corretivas do tipo não planejadas (emergencial), o que reduz a vida útil dos equipamentos, em função do descontrole do plano de manutenção, reduzindo a confiabilidade e a disponibilidade operacional dos sistemas e aumentando os custos da geração (ABNT 5462, 1994).

A metodologia Ciclo de Rotinas visa desenvolver mecanismos para a realização de uma manutenção eficiente voltada para as UTEs com motores diesel, privilegiando a manutenção preventiva, preditiva, proativa, chegando à engenharia de manutenção.

A motivação desta tese é a mudança do paradigma da gerência de manutenção praticado nas UTEs, ou seja, evoluir da filosofia atual, isto é *"só conserta se quebrar"*, para "*investigar as condições operacionais da UDG e intervir somente se necessário*".

Para isso é necessário se conhecer ou desenvolver: o controle de todas as informações referentes à geração de energia; planos de manutenção tangíveis; capacitação e qualificação da equipe técnica envolvida no processo e, especialmente, melhorar continuamente a eficiência da manutenção, o que, como consequência traz a redução dos custos operacionais.

O desenvolvimento da metodologia Ciclo de Rotinas é motivado ainda pela necessidade de identificar os pontos críticos e os tipos de falhas existentes nas UTEs, simulando as possíveis causas, caracterizando-as e quantificando-as, objetivando sugerir procedimentos preditivos para saná-las, conduzindo ao aumento da confiabilidade operacional das UDGs e, consequentemente, a redução dos custos globais de operação e de manutenção.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo geral

O objetivo geral do trabalho é desenvolver uma metodologia denominada Ciclo de Rotinas para Melhoria de Sistema e Processos a ser aplicado em unidades diesel de geração de energia elétrica. Esta metodologia deve ser usada para gerenciamento, planejamento, controle e supervisão das atividades de manutenção, permitindo a elaboração de diagnósticos e de prognósticos das falhas ocorridas em usinas termelétricas diesel.

1.2.2. Objetivos específicos

Os objetivos específicos desta tese são:

- Identificar e avaliar as necessidades ou deficiências em unidades diesel de geração de energia;
- Analisar e avaliar as metodologias e procedimentos implantados ou utilizados em usinas termelétricas em operação;
- Sistematizar, classificar e codificar os componentes utilizados em usinas termelétricas;
- Desenvolver metodologia para determinar o mecanismo de falha de equipamentos e os componentes críticos do sistema de geração;
- Desenvolver metodologia de análise e diagnóstico de falhas nos componentes das usinas, apontando os mais críticos;
- Identificar e aplicar os indicadores de desempenho e de continuidade em sistemas de geração;
- Desenvolver mecanismos para subsidiar a tomada de decisões a partir das normas, procedimentos e com a utilização de ferramentas e técnicas de sistemas especialistas;
- Desenvolver um *software* para informatização da metodologia Ciclo de Rotinas.

1.3. Revisão Bibliográfica

Destacam-se a seguir algumas publicações, dentre os vários trabalhos disponíveis, sobre o desenvolvimento de aplicativos e *softwares* de gerenciamento de sistemas, de estudos de diagnósticos das condições operacionais de unidades geradoras e de análise da eficiência de usinas termelétricas.

Em se tratando das técnicas de manutenção praticados em sistemas e processos produtivos foram publicados por NEPOMUCENO (1989), em dois volumes, a primeira versão do livro Técnicas de Manutenção Preditiva que relata uma série de experiências visando à organização e administração da manutenção preditiva. Em 2011 estes livros foram reeditados com novas experiências, conceitos e técnicas de manutenção preditiva.

GLUCH e KRZYZANOWSKI *et. al.,* (1998) publicaram no encontro POWER GEN um trabalho onde foram mostrados métodos de diagnósticos térmicos de equipamentos de geração de energia. Neste trabalho foram utilizadas redes neurais, aplicadas em modelos

computacionais, para a realização de diagnósticos térmicos de sistemas de pás de turbinas a vapor e diagnósticos térmicos de trocadores de calor de recuperação.

Em trabalho publicado por M_CKAY *et. al.*, (1998) lançou um aplicativo chamado de TIGER^{TM}, desenvolvido pelas empresas *Kvaerner Energy Limited* (KEL) e *Intelligent Applications Ltd.* (IA), que é um *software* que realiza monitoramento e diagnósticos de turbinas a gás, utilizando várias ferramentas de inteligência artificial. Este programa foi aplicado em algumas plantas termelétricas na Europa.

Outro trabalho que utilizou a mesma linha de ação foi o desenvolvimento de um controlador chamado de ASPEM TARGET^{TM}, publicado por NEELAKANTAN *et. al.* (1998) desenvolvido pela empresa *ASPEN Technology*, que utilizou redes neurais híbridas para otimizar o controle dos queimadores de uma caldeira que foi controlada por um aplicativo montado em diagrama de blocos chamado de TARGET^{TM}.

Em 1999 foi publicado por LÓPES *et. al.*, (1999), o desenvolvimento de um aplicativo para a realização de diagnósticos de componentes de ciclos térmicos, ou seja, *Diagnosis of Thermal Cycle Components* – DIACOM, este programa utiliza lógica *Fuzzy* e a árvore de decisão para identificar os fatores causadores da perda de potência ou redução da eficiência em sistemas de geração de energia, sendo aplicado em uma usina nuclear na Espanha, onde foi constatada uma redução dos custos de manutenção e operacional, com aumento de desempenho.

Considerando que a vida útil das unidades geradoras existentes em muitos países da Europa e dos EUA já se encontra elevada, a *Siemens Westinghouse Power Corporation* lançou uma metodologia para identificar o estado operacional e avaliar a modernização das UDGs das UTEs gerenciadas pela empresa.

Este método foi chamado de Diagnósticos Ópticos Avançados para Turbinas a Gás e visava identificar falhas estruturais nos componentes das turbinas a gás, ou processos de aumento de temperatura e/ou corrosão de forma que se pudessem tomar decisões de manter as unidades geradoras em operação, ou de trocá-las por outra. Este trabalho foi publicado por RISING, *et. al.* (1999).

A aplicação das metodologias gerenciais e administrativas para o controle de falhas foi publicada por BROWNE *et. al.* (1999). Neste trabalho são mostradas as técnicas de uso da manutenção centrada em confiabilidade – MCC, com avaliações qualitativas e quantitativas dos riscos operacionais, objetivando a organização dos planos/programas de manutenção de usinas termelétricas gerenciadas pela empresa *AEA Technology*, que desenvolveu um *software* para planejamento chamado *Risk Based in Maintenance Systems* – RBMS.

De acordo com ACHARYA *et. al.* (2000), a *Jacksonville Electric Authority* (JEA) instalou na Florida, EUA, uma usina termelétrica a gás completamente automatizada, gerenciada pela *GE Power Systems* a qual desenvolveu um programa chamado GE SPEEDTRONIC™ MARK VI, que é um aplicativo que utiliza vários módulos de controle, proteção, monitoramento e operação otimizada de sistemas de geração de energia elétrica.

KARDEC e NASCIF (2001) publicaram o livro Manutenção: Visão Estratégica, esta é considerada uma obra de referência na área de manutenção de sistemas, pois além de trazer os conceitos inovadores e a experiência na manutenção expõe as definições técnicas gerais dos tipos de manutenção praticados em sistemas e processos produtivos.

Em 2001 De ANDRADE E SILVA e LUDERMIR publicaram um artigo motivados pela criação de um sistema híbrido com funções básicas locais, visando à simplificação das regras utilizadas e explorando as vantagens dos diferentes tipos de metodologias para a solução de problemas em uma única estrutura ou configuração de rede neural.

As Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, do Ministério de Minas e Energia – MME, através do Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON editou em 2003 a primeira versão do Manual de Recebimento, Armazenagem, Manuseio e Qualidade de Produtos Derivados de Petróleo em Usinas Térmicas, com a contribuição de várias concessionárias responsáveis pela geração de energia de usinas termelétricas a diesel em sistema isolado, sendo esta uma valiosa referência organizacional desse tipo de sistema de geração de energia (ELETROBRAS, 2003).

Ampliando o espectro de estudo, LORA e NASCIMENTO (2004) abrangem no seu livro, desde a estrutura modelo do setor elétrico brasileiro até a descrição das tecnologias e modalidades de geração termelétrica. Todas as fases de estruturação de um projeto de uma termelétrica são abordadas, incluindo desde o planejamento, projeto, até a operação da planta. Aspectos teóricos, técnicos, econômicos, legais e ambientais, relativos ao projeto e operação de centrais termelétricas, são apresentados e discutidos em detalhe.

A eficiência na redução das emissões foi impulsionada com a Lei Nº. 11.097/05, que introduziu o biodiesel na matriz energética brasileira e ampliou a competência administrativa da Agência Nacional do Petróleo – ANP, que passou desde então a denominar-se Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, assumindo a atribuição de regular e fiscalizar as atividades relativas à produção, controle de qualidade, distribuição, revenda e comercialização do biodiesel e da mistura óleo diesel-biodiesel (BX).

BINDERT *et. al.*, (2004) publicou na POWER GEN um artigo onde é mostrada a metodologia para monitoramento de sistemas de geração de energia desenvolvido pela

empresa ALSTON, como o *WInding DIagnostic PROgramme* – WIDIPRO®, que assim como os outros tipos de programas utiliza vários módulos para diagnosticar as condições operacionais de UTEs.

Neste programa são utilizados módulos como o AMODIS®, utilizado para monitoramento contínuo dos sistemas e o PAMOS® que registra a atividade de descarga parcial separadamente em cada gerador havendo ainda um módulo de análises de vibração chamado de VIC®, além de módulos para armazenamento de históricos de ocorrências e de monitoramento das condições operacionais de uma planta entre outros.

Em 2004 foi mostrado por BARDUCCI *et. al.*, (2004) um sistema de monitoramento e diagnóstico para UTEs de ciclo combinado, chamado de "*Gas Turbine Diagnostic System* – GTDS". Este sistema foi desenvolvido pela empresa Sermatech Aplicações Inteligentes, baseados no programa TIGER™ da KEL.

O GTDS tem sua funcionalidade em um sistema hierárquico de avaliação de falhas ocorridas nos componentes de uma unidade geradora, obtendo todos os parâmetros operacionais da UDG, incluindo os espectros de vibração e, através de monitoramento contínuo de sensores é possível acompanhar uma tendência dos parâmetros e identificar falhas que venham a ocorrer em um componente e que possam comprometer o rendimento do conjunto gerador, apontando os componentes mais críticos.

BURTON *et. al.* (2004) apresenta a aplicação de algumas ferramentas gerenciais e administrativas, as quais métodos como a Árvore de Análise de Falhas – AAF, Árvore de Análise de Eventos – AAE, métodos Seis Sigmas, entre outras, aplicadas ao controle de falhas em usinas termelétricas a vapor gerenciadas pela *American Electric Power* – AEP. Neste artigo são mostrados os diversos parâmetros controlados pelo *Boiler Predictive Maintenance Program* – BPDM, desenvolvido pela EPRI, com objetivo de melhorar a confiabilidade operacional das UTEs a vapor, com a implantação da filosofia do programa BPDM.

SCHEIDEL *et. al.* (2004) em seu artigo apresentou os novos programas desenvolvidos pela *Siemens AG, Power Generation*. Trata-se de um sistema feito em diagramas de blocos chamado de WIN_TS *Diagnostic System* formado por módulos dentre os quais existe um pacote derivado de um módulo econômico chamado de GT – *Econopac™* este módulo tem a finalidade de desenvolver monitoramento e diagnósticos utilizando o conceito do triângulo de administração da qualidade, com foco no rendimento, tempo de resposta e confiabilidade.

Em 2005 foi publicada uma resolução conjunta ANEEL/ELETROBRÁS, que é Resolução Normativa N°. 163/05 ANEEL – Sistema de Coleta de Dados Operacionais – SCD, que visava o controle do consumo de combustível das unidades geradoras das usinas

termelétricas com motores diesel do sistema isolado. Neste sistema foram implantados em algumas usinas equipamentos de monitoramento do consumo de combustível e dos parâmetros elétricos das usinas e, em algumas UTEs foram realizadas transmissão de dados, via internet para pós-processamento (ELETROBRÁS, 2005).

Outro sistema voltado para otimização da manutenção de sistemas de geração de energia foi desenvolvido pela Petrobrás Energia da Argentina, este *software* foi chamado de *Sistema Experto de Mantenimiento Predictivo* – SiEMPre® que é e uma ferramenta que propõem uma aproximação sistemática às estratégias de manutenção, objetivando o aumento da disponibilidade e redução de custos da manutenção da usina (SECCHI, *et. al.* 2005).

De acordo com BAUCH *et. al.,* (2005) a SIEMENS lançou um sistema especialista para monitoramento e diagnóstico de usinas termelétricas a vapor, chamado de *Siemens Power Diagnostics*®. Este sistema buscou atender as necessidades dos gerentes de manutenção da empresa onde os conhecimentos adquiridos com manutenção foram programados em um sistema que auxiliou os engenheiros a tomar as decisões gerenciais dos contratos de garantia de equipamentos de geração de energia da companhia.

De acordo com DONNE *et. al.,* (2006) foi lançado pela ALSTON uma nova versão do *software* AMODIS, acompanhando uma tendência de terceirização dos serviços de geração, assim como os processos de automação do monitoramento e supervisão de usinas, onde a empresa formou uma equipe com especialistas para tratar do assunto de manutenção, no local e a distância, a fim de aumentar a confiabilidade operacional, otimizar a eficiência, repotenciar unidades geradoras, reduzir os custos de manutenção, aumentar o tempo entre as revisões das unidades geradoras.

Nesta versão o AMODIS foi implementado para realizar monitoramento e diagnóstico de componentes das usinas termelétricas a gás e a vapor, tais como caldeira e queimadores, no que se referem ao desempenho dos componentes, análises dinâmicas de vibração, análise do desempenho do ciclo a vapor, condições de fadiga de materiais e análises químicas.

ZHANG *et. al.,* (2007) publicou outra análise de uma termelétrica a vapor onde foi utilizado um sistema de diagnóstico de falhas nos componentes de uma usina, partindo da análise das condições e da qualidade do combustível utilizado na caldeira. Neste trabalho também foi utilizada a teoria estrutural de VALERO *et. al.,* (1993), e o método de avaliação de mau funcionamento dos componentes de uma usina desenvolvido pela ALSTOM *Power Plant Laboratories*.

LIPOWSKY, *et. al.,* (2008) apresentou uma metodologia de análise de diagnósticos e falhas em usinas termelétricas a gás onde é desenvolvido um modelo termodinâmico para se

gerar uma matriz de coeficientes de Influência (ICM). Este método utiliza lógica *Fuzzy* para cálculo da probabilidade de ocorrência de faltas e de desvio médios dos parâmetros de desempenho nos conjuntos geradores de forma que se possa obter uma base de dados para os diagnósticos de unidades geradoras.

Outra aplicação de métodos de inteligência artificial, para melhoria da manutenção de sistemas de geração de energia, foi mostrado por FAST e ASSADI (2008) em um trabalho onde foi realizado modelamento e o treinamento de redes neurais artificiais como uma ferramenta para monitorar as condições operacionais e diagnosticar falhas em componentes do sistema de geração, otimizando a periodicidade de troca de componentes e os custos de manutenção das unidades geradoras, a partir dos dados de históricos operacionais de usinas termelétricas a gás.

O trabalho de BARBOSA (2010) propôs um sistema capaz de realizar o diagnóstico termodinâmico de falhas em turbinas a gás baseado em lógica *Fuzzy*, através da contínua comparação entre sinais medidos em campo, os quais foram simulados por um programa computacional, resultando na geração de um modelo de referência que foi validado por uma turbina em perfeito estado de funcionamento.

O sinal comparado serviu de entrada para um sistema *Fuzzy*, que identifica e quantifica a severidade das falhas, onde foram avaliadas as influências na mudança de geometria na calibração do sistema.

O foco do trabalho de MOHAMMAD *et. al.*, (2010) é a exposição de uma nova metodologia para o diagnóstico de falhas em turbinas a gás utilizando redes neurais dinâmicas de multicamadas. Este trabalho mostra a potencialidade do uso de redes neurais para a determinação de falhas em equipamentos usando características dinâmicas, partindo da formação de uma base de conhecimento estruturada para sistemas não lineares, onde foram realizadas inúmeras simulações em sistemas de geração de energia.

1.4. Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está estruturado como segue:

O Capítulo 1 é composto por uma introdução, motivação do estudo, objetivos e a revisão bibliográfica do estudo.

No Capítulo 2 realiza-se uma breve descrição de alguns tipos de equipamentos de geração utilizados em UTEs com motores diesel, onde é descrita a contextualização do tema,

seguida dos pelos processos de manutenção de UDGs, passando pelas formas de manutenção e análise de custo da manutenção nas UTEs.

São descritos no Capítulo 3 as características gerais, de desenvolvimento da metodologia Ciclo de Rotinas para Melhoria de Sistemas e Processos, seguida pela descrição das atividades e tarefas a serem executadas para a realização da manutenção dos sistemas e subsistemas das UTEs com unidades diesel de geração de energia, além da descrição das características de desenvolvimento do *software* Ciclo de Rotinas, com os fluxogramas e lógicas de programação.

A utilização do código de identificação dos elementos de um sistema de UTE (Código KKS), de alguns indicadores de manutenção individuais e globais para os sistemas termelétricos com motores diesel e o método de determinação dos pontos críticos das usinas é o tema do Capítulo 4, onde são mostrados os conceitos e um breve equacionamento de alguns indicadores, além da sugestão de indicadores para usinas termelétricas.

No Capítulo 5 são expostas as características do uso das técnicas de algumas ferramentas gerenciais e de inteligência artificial utilizadas na metodologia Ciclo de Rotinas, com a descrição da lógica *fuzzy*, com exemplos de aplicação na árvore de falhas e de redes neurais, com exemplo de treinamento de uma rede para trinta e cinto tipos de falhas e alarmes em UTEs.

No Capítulo 6 são descritas as atividades de utilização e de implantação das tarefas da metodologia Ciclo de Rotinas aplicadas em um estudo de caso de UTEs com motores diesel, onde são feitas as análises, os diagnósticos e os prognósticos[1] das falhas e determinação das criticidades para os sistemas de geração. Este capítulo é finalizado com uma conclusão da implantação da metodologia neste estudo de caso.

No Capítulo 7 são mostradas as conclusões e contribuição da tese, além da indicação dos trabalhos futuros.

---

[1] Nesta tese um Prognóstico é a previsão do curso futuro de um evento, como por exemplo, falhas ou defeitos em equipamentos de um sistema, após a elaboração do diagnóstico. Este prognóstico é elaborado baseado no conhecimento do histórico de ocorrências e na tendência de evolução de um problema, incluindo as ações a serem adotadas para sanar as anomalias e as possíveis consequências, caso não sejam tomadas ações mitigadoras, sendo considerada a probabilidade de perda total do equipamento, danos severos nos sistemas e subsistemas e a realização de revisão geral no equipamento, visando sanar a anomalia, após o seu diagnóstico realizado por meio de inspeção do equipamento no local da instalação.

Capítulo 2

MANUTENÇÃO DE UTEs COM MOTORES DIESEL

Este capítulo apresenta uma breve revisão sobre as usinas termelétricas – UTEs, que são centrais geradoras que utilizam máquinas térmicas ou reatores, para a geração de energia elétrica. Será dada uma contextualização, seguida de uma breve explanação sobre os tipos, a classificação do processo e os custos da manutenção que vem sendo praticado pelas UTEs.

Segundo a ANEEL (2011) as UTEs mais comuns implantadas para serviço público são: as termelétricas com motores diesel, a gás, a vapor e nuclear, sendo que somente as usinas em que os grupos geradores cujos acionadores sejam motores diesel serão o objeto deste estudo.

2.1. Contextualização

Segundo a ANEEL (2011), em todas as regiões do Brasil existem UTEs com motores diesel de pequeno, de médio e de grande porte.

Estas usinas fornecem energia elétrica para vários municípios, em serviço público. Muitas delas operam continuamente, em sistemas isolados de geração de energia, sendo que a maior concentração delas está nos estados das regiões Norte, Nordeste e o Centro–Oeste.

Em algumas regiões, como no Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste existem usinas com motores diesel, de médio e grande porte, que operam em regime de complementação de carga, sendo que estas UTEs estão interligadas ao Sistema Elétrico Nacional e operam segundo as normas e gerência do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.

As UTEs, tanto em sistemas isolados quanto no interligado, são gerenciadas pelas concessionárias dos seus respectivos estados, existindo algumas empresas que operam como PIE. Algumas dessas empresas recebem subsídios governamentais para a compra do óleo combustível utilizado para a geração de energia elétrica através da Conta de Consumo de Combustível – CCC, controlada pela Eletrobrás (ELETROBRÁS, 2011).

De acordo com a ANEEL (2011), especificamente nos sistemas isolados das regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste, estão em operação mais de quinhentas UTEs, distribuídas nas mais variadas localidades, não existindo critérios e padronizações, quanto às instalações, aos equipamentos geradores, aos procedimentos de operação e de manutenção, ao controle e supervisão do consumo de combustível, e índices de acompanhamento do desempenho das usinas específicos para a geração, entre outros.

Em usinas com motores diesel de pequeno e médio porte os controles e acompanhamento dos parâmetros da geração, como a potência para cada hora do dia, a energia gerada em um determinado período, a tensão, a corrente, o consumo de combustível, o acompanhamento dos estoques de biodiesel nos tanques de armazenamento, etc. são feitos através de planilhas, chamadas de Registro Diário de Operação – RDO, preenchidas manualmente pelos operadores durante os seus turnos de trabalho.

Outras informações que constam dos RDOs das usinas são as ocorrências de anomalias nas UDGs, que são preenchidas de forma resumida.

Nas usinas existe ainda um livro de ocorrências, onde são realizados os registros de todos os eventos ocorridos durante um turno de trabalho dos operadores.

Nestas condições percebe-se que a coleta das informações de ocorrências depende diretamente da equipe dos operadores da UTE, sendo que, em alguns casos muitas informações relevantes para as análises das condições de operação são omitidas ou não são registradas, ou pelo nível de escolaridade exigido para os operadores (ensino fundamental), ou pela falta de conhecimento dos sistemas e subsistemas que fazem parte das UDGs.

As grandes distâncias e a logística de algumas regiões, como por exemplo, as regiões Norte e Centro-Oeste, tornam-se um limitante na obtenção das informações das ocorrências nas usinas e para o planejamento da manutenção.

Em algumas concessionárias e PIEs os relatórios diários são enviados para a sede das empresas, via fax ou através de ligações telefônicas, sendo que estas informações são pós-processadas vinte quatro horas após suas ocorrências.

Este cenário propicia o desenvolvimento de manutenção do tipo corretiva não planejada, pois por melhor que seja o sistema de comunicação da usina, sempre haverá um atraso nas ações corretivas de anomalias.

Apesar de algumas empresas geradoras adquirirem *softwares* para gerenciamento dos processos de manutenção, muitos controles ainda são feitos por acompanhamentos paralelos (planilhas do Microsoft Excel), pois os programas computacionais não se adequam ou não atendem as condições necessárias para o gerenciamento dos sistemas de geração.

Outro aspecto relevante a ser contextualizado é a falta de controle sobre a quantidade de desligamentos que ocorrem nas UTEs do sistema isolado. Apesar do esforço dos órgãos e agencias de fiscalização e de regulação, estes índices são altos e apresentam uma tendência de forte crescimento nos próximos anos.

Segundo a ANEEL (2011) o número de falhas no atendimento de energia de usinas, em sistemas isolados brasileiro é alto, superando os 20 % e apresentam uma tendência de crescimento acentuado.

De acordo com a ELETROBRÁS (2011) são altas também as perdas nos processos de distribuição, armazenamento e consumo de combustível, acima de 18 %, o que mostra um completo descontrole ou inexistência de índices de avaliação.

A grande questão é como determinar as falhas ou os pontos mais críticos dos sistemas de geração, a fim de minimizar tais falhas? E mais, como reduzir os custos operacionais e de manutenção das UTEs, aumentando a confiabilidade operacional dos sistemas de geração, reduzindo o custo da geração e, consequentemente, o custo final da energia gerada?

É preciso ainda considerar que, as degradações do desempenho de alguns componentes das UDGs causarão, com o tempo (vida útil), um aumento gradual no consumo das peças e acessórios necessários para se manter a operação normal da usina, quando comparado com a geração da mesma quantidade de eletricidade de um sistema em perfeito estado.

Além disso, deve ser ainda considerado, o comportamento da tendência dos custos da manutenção que, segundo JELEN, F. C., *et. al.*, (1983) e SANTOS e NASCIMENTO (2009), variam, em média, entre 5 a 15 % do custo do investimento no sistema de geração termelétrico por ano.

Este custo é ainda maior quando a usina opera em condições de reserva fria, ou seja, quando uma UTE é destinada a manter suas UDGs fora de operação, ficando aguardando uma ordem do ONS para entrar em funcionamento, para complementação da carga do sistema ou gerando energia para uma determinada área de um município ou estado.

Na condição de reserva fria um equipamento tem seu custo operacional elevado, pois devem ser consideradas, nos custos de operação e de manutenção, as variáveis de vida útil e de depreciação dos equipamentos.

O controle dos parâmetros operacionais das usinas pode levar a uma economia considerável, já que facilita a avaliação dos custos de possíveis ações corretivas imprevistas,

ou de manutenção de emergência nas UTEs, permitindo a identificação dos componentes e/ou sistemas responsáveis pela perda de rendimentos e pelas causas de falhas.

Como consequência do controle operacional, tem-se a redução do consumo de combustível e dos elementos consumíveis das usinas. Além disso, o conhecimento das condições de funcionamento, dos custos da manutenção e a definição dos parâmetros operacionais das UDGs propiciam a definição do momento onde se pode ou quando se deve intervir em uma unidade geradora, com menor custo operacional e de forma planejada.

Diante deste cenário a metodologia Ciclo de Rotinas visa desenvolver práticas de planejamento, de controle, de supervisão e a elaboração de diagnósticos de manutenção em usinas termelétrica com motores diesel. No Apêndice A são encontrados outros elementos identificados como relevantes na operação de UDGs em UTEs com motores diesel.

2.2. Tipos de Manutenção

Segundo KARDEC e NASCIF (2009) a função da manutenção é "*garantir a disponibilidade da função dos equipamentos e instalações de modo a atender a um processo de produção/atendimento, com confiabilidade, segurança, preservação do meio ambiente e custo adequados*".

A manutenção pode ser entendida como sendo "*o gerenciamento de todos os ativos industriais próprios de uma empresa, baseado na maximização no retorno do investimento do ativo*" (WIREMAN, 1998). Este conceito traz mais importância para as atividades de manutenção em uma empresa, pois amplia a atuação dos responsáveis pela manutenção em uma organização.

É importante mencionar que não existe um consenso a respeito dos tipos de manutenção praticados por empresas geradoras de energia no Brasil, porém baseados nos levantamentos realizados nas UTEs, os tipos de manutenção podem ser agrupados conforme mostrado na Figura 2.1.

A manutenção não planejada do tipo corretiva é a manutenção realizada em equipamentos que estão sob falha, e é praticada para sanar esta falha. Este tipo de manutenção é realmente praticado para sanar as condições de mau funcionamento dos equipamentos que deixam de desempenhar suas funções de forma inesperada.

A manutenção corretiva pode ser de emergência, urgência ou programada, dependendo dos efeitos e, consequentemente, das necessidades de atendimento.
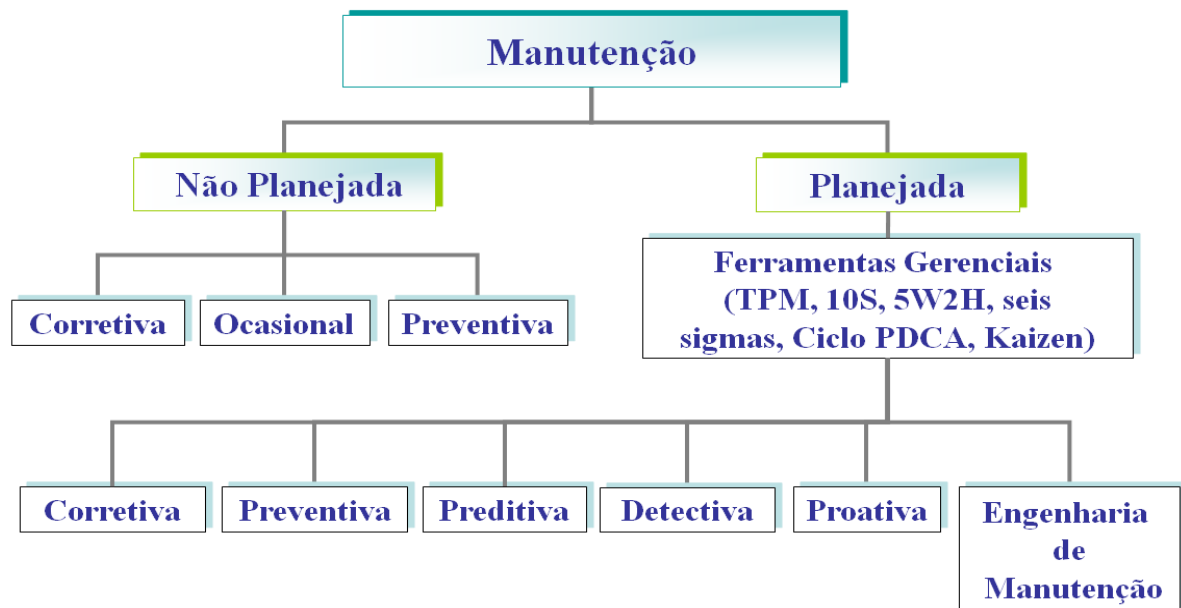
Figura 2.1. Tipos de manutenção.

A manutenção não programada ocasional é a manutenção efetuada em uma UDG quando ela estiver em uma parada, entre turnos ou repouso (*stand-by*). Nestes instantes aproveita-se para efetuar pequenos reparos e/ou modificações, sejam elas para melhora de performances e pequenos ajustes.

Existem casos em que é possível se realizar as atividades de manutenções do tipo preventivas, porém de forma não planejada. Nestes casos não existem controles efetivos do tempo de operação dos equipamentos havendo a necessidade de se antecipar ou postergar a manutenção de forma preventiva.

A implantação de algum tipo de manutenção planejada requer a utilização de ferramentas gerenciais de manutenção, conforme mostrado na Figura 2.1. O objetivo do uso dessas ferramentas é disponibilizar técnicas ou *softwares* para gerenciar a manutenção a ser praticada, criando uma cultura gerencial sólida, baseada no controle das ocorrências.

A pesar do alto custo associado à manutenção corretiva é possível realizar este tipo de manutenção de forma planejada, principalmente nas UDGs que estiverem na garantia do fabricante. Nestes casos a intervenção da equipe de manutenção não é possível, pois poderá acarretar a perda da garantia do equipamento.

Segundo KARDEC e NASCIF (2009) a manutenção planejada preventiva é o tipo de manutenção efetuada com a intenção de reduzir a probabilidade de falha de uma máquina ou equipamento, ou ainda a degradação de um serviço prestado.

Este tipo de manutenção é uma intervenção prevista, preparada e programada antes da data provável ou do aparecimento de uma falha, ou seja, é o conjunto serviços de inspeções

sistemáticas, ajustes, conservação e eliminação de defeitos, visando a evitar falhas, que devem ser executados conforme o tempo de operação do equipamento.

Na manutenção planejada do tipo preditiva, também conhecida como manutenção baseada na condição operacional, são criadas medidas ou mecanismos para detectar o início da degradação de um componente, acompanhar e controlar a tendência de evolução da anomalia, ao longo de sua operação e antever, predizendo os limites aceitáveis da degradação. Além de monitorar as condições operacionais atuais, faz-se uma previsão do seu comportamento no futuro (NEPOMUCENO, 1989).

Muitas vezes a manutenção detectiva chega a ser confundida com a manutenção corretiva planejada, porém a manutenção planejada do tipo detectiva visa à atuação e detecção de falhas ocultas ou imperceptíveis em equipamentos e sistemas de proteção e de comandos, durante os períodos de inspeção realizados por pessoal qualificado e por operadores do setor, terceirizados ou não.

A manutenção detectiva é específica para sistemas automatizados, onde o controle de atividades e tarefas é feito com base em comandos de sistemas de proteção e em circuitos elétricos de UDGs.

Ao contrário da manutenção preditiva/preventiva, a manutenção planejada proativa cria ações conetivas que objetivam a detecção das causas da falha-raiz, não apenas sintomas (diagnóstico).

Pode-se definir a manutenção proativa como sendo um conjunto de atividades que permite que a confiabilidade dos equipamentos seja aumentada e a disponibilidade garantida. Seu objeto central é aumentar a vida de uma UDG ao invés da filosofia de: Fazer reparos quando em geral nada está quebrado; Aceitar a falha como rotina e normal e Substituiu a manutenção de falha de crise pela manutenção de falha programada.

A engenharia de manutenção é a evolução natural dos tipos de manutenção citados anteriormente, pois estuda um equipamento em todo o seu ciclo de vida, analisando a sua disponibilidade, confiabilidade e manutenabilidade, como ativo da empresa (ABNT, 1994).

Este tipo de manutenção planejada utiliza as técnicas mais modernas, como as de ferramentas de inteligência artificial (algoritmo genético, lógica *fuzzy* e redes neurais), controladores eletrônicos e *softwares* para a detecção, predição e solução das causas das falhas, fornecendo um conjunto de parâmetros para a gestão da manutenção em empresas. Muitos autores confundem este tipo de manutenção com a manutenção proativa.

A análise da aplicação do gerenciamento da manutenção nas diversas UTEs visitadas mostrou que a efetividade da manutenção requer um planejamento prévio, com dotação orçamentária específica para o investimento em manutenção. Porém apesar do interesse das

pessoas envolvidas com a manutenção, ainda não se tem uma cultura de gerencia de manutenção nas empresas.

Dentro desta ótica uma equipe de manutenção deve capacitar-se para atuar sempre de forma planejada, desenvolvendo manutenções preventivas, preditivas, detectivas, etc. Nas condições mais extremas, onde não se iniciou um processo de manutenção preventiva, deve-se pelo menos implantar a manutenção por inspeção, conforme a viabilidade técnica econômica do sistema de geração.

A manutenção por inspeção é aquela realizada periodicamente por membros da equipe de manutenção ou pelos operadores da usina, visando à identificação e o registro de uma anomalia, ou seja, o início da criação de um histórico de ocorrências.

Paralela à implantação da manutenção por inspeção deve-se buscar identificar os procedimentos, normas ou manuais os quais propiciaram a implantação de um programa de manutenção de equipamentos.

A necessidade de recurso é para desenvolvimento de normas e procedimentos internos, além de treinamentos, pois para a implantação de uma sistemática de gerenciamento de manutenção os procedimentos e normas para a execução dos serviços de inspeção já deverão estar padronizados e os operadores e técnicos da manutenção devidamente treinados para executá-los, bem como deve ser desenvolvido um mecanismo de comunicação direta entre a usina e a equipe de manutenção, de forma que seja possível o acompanhamento da evolução da anomalia.

A padronização assume dois importantes papéis no sistema gerencial: o de registrar os conhecimentos, facilitando o treinamento e a perenidade dos serviços; e a delegação da autoridade, à medida que o colaborador passa a ser responsável direto pela realização de manutenções planejadas ou tarefas cotidianas em determinados equipamentos e pelo perfeito funcionamento dos mesmos. Os procedimentos operacionais e os manuais de treinamento são desenvolvidos, com a assistência da gerência, pelos próprios colaboradores, que serão os responsáveis pela execução eficaz das tarefas.

Nessa etapa do processo, haverá uma maior integração entre os colaboradores de uma empresa. Porém surge uma questão: Há como o ser humano se sentir integrado a uma atividade sem vincular-se a ela por meio da colaboração e da responsabilidade? Os colaboradores, componentes da equipe de manutenção, passam a ser integrados a ela, através do comprometimento gradual que se vai estabelecendo pela oportunidade de participarem no planejamento das atividades do setor e, principalmente, através da delegação de responsabilidades diante de equipamentos e instalações.

Toda a orientação e treinamento são realizados através de reuniões periódicas quando os colaboradores da equipe tem acesso à lógica do sistema de gestão da manutenção e oportunidade de colaborar no seu planejamento.

Outro pilar em que se deve apoiar um sistema de gerenciamento é o estabelecimento de indicadores que possibilitem o gerenciamento do setor. Gerenciar com indicadores possibilita um monitoramento dos resultados, direcionando a ação gerencial. As reuniões são realizadas também com a função de analisar as informações registradas nos relatórios e fixadas em um mural ou outro meio de comunicação para acompanhamento dos resultados pela equipe.

Para alcançar os objetivos propostos, deve haver um aplicativo que viabilize a implantação do sistema de gestão. Esse aplicativo, sendo coerente com a proposta, torna exequível a implantação e a gestão da manutenção.

Outra base imprescindível na culminação do sistema gerencial é o estabelecimento do vínculo entre a manutenção e a produção (operação) ao se implantarem os procedimentos de manutenção autônoma. Este trabalho consiste, de forma simplificada, no repasse da responsabilidade ao operador da realização de manutenções básicas, como: limpeza dos equipamentos, lubrificação e inspeções com o intuito de identificar anomalias ou falhas. O principal objetivo da manutenção autônoma é eliminar problemas em sua origem.

2.3. Processos de Manutenção

Assim como nos outros tipos de usinas/centrais termelétricas as UTEs com motores diesel em muitas empresas geradoras do país têm seus planos/programas de manutenção desenvolvido para cenários específicos, como por exemplo, se o grupo gerador estiver na garantia, seguem-se as recomendações dos fabricantes dos equipamentos e executa-se apenas a manutenção não programada do tipo ocasional.

Caso uma UDG esteja operando fora do período de garantia, faz-se um seguro para o equipamento de maior valor e pratica-se, em algumas empresas, a manutenção corretiva programada, sendo a periodicidade de inspeção e substituição de componentes estipulada pelos responsáveis pela manutenção da empresa, não havendo um padrão de periodicidade.

Em outras empresas ocorrem à manutenção corretiva não programada, na qual se sana a anomalia após a ocorrência de parada do equipamento. Existem ainda algumas empresas onde são executadas as manutenções preventivas, que são programadas através do

acompanhamento do desempenho da unidade geradora. Também existem empresas que estão utilizando processos de manutenção preditiva em equipamentos de grande porte, com monitoramento local dos parâmetros da geração.

Outro aspecto básico que se observa no desenvolvimento de procedimentos de manutenção planejada, para que os serviços passem a ser preditivos e não somente corretivos. Há necessidade de um treinamento para a mudança de mentalidade na equipe, para compreensão das vantagens de se atuar de forma planejada, antecipando-se às quebras (SOUSA, R. G., 1999).

Visando buscar o entendimento do processo de falhas dos equipamentos geradores nas UTEs foi desenvolvido na metodologia Ciclo de Rotinas um estudo para determinação das fases do processo de falha. A Figura 2.2 mostra um gráfico do processo de quebra de um equipamento em UTEs, que ocorre de forma sistematizada e sequencial.

Segundo SOUSA, R. G., (1999) e CARVALHO, D. R. (2005) durante o seu funcionamento um equipamento passa por três fases distintas: anomalia, falha e quebra.

A fase de anomalia compreende os primeiros sintomas que já podem ser observados, como por exemplo, o início de uma trinca no cabeçote de um motor, vazamento excessivo de óleo lubrificante pelas juntas do motor ou o excesso de fumaça durante a operação normal.
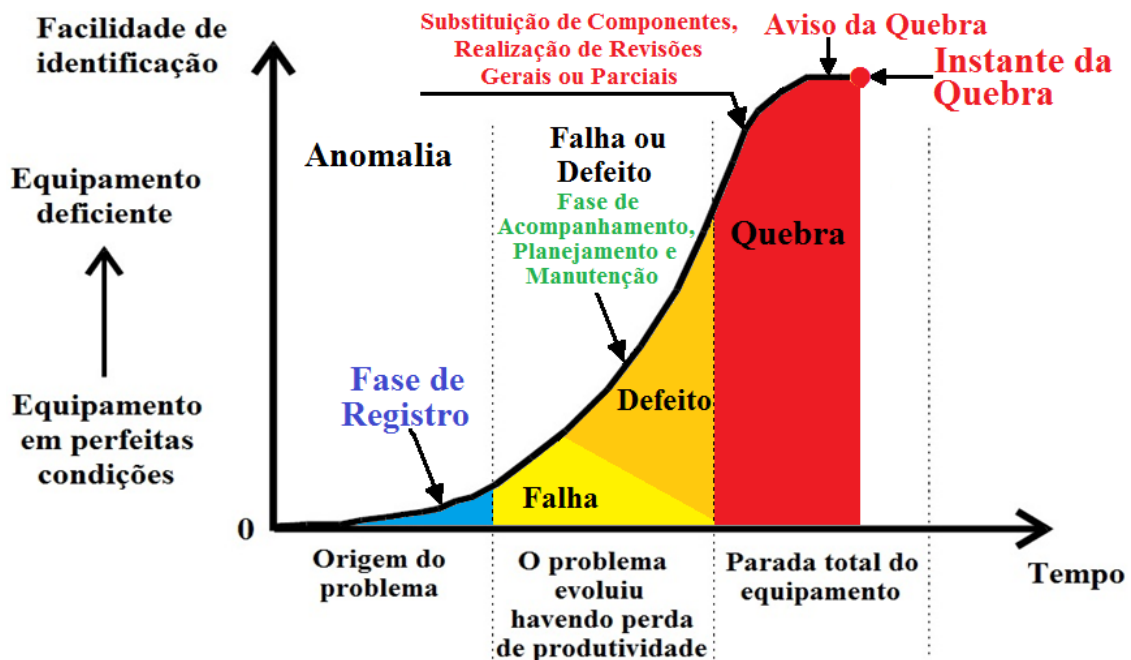
Figura 2.2. Processo de quebra de um equipamento.

Considerando ainda a filosofia do ciclo de vida de um produto em sistemas e processos produtivos adaptados para UTEs com motores diesel e o levantamento do histórico de ocorrências, durante o período de implantação da metodologia Ciclo de Rotinas nas usinas,

a conceituação do processo de quebra de um equipamento passou a ser composta por quatro fases, conforme mostrado na Figura 2.2:

- ✓ **Anomalia**: é o instante onde se origina um problema. Esta fase é caracterizada pelos sintomas do equipamento ou componente que foge da normalidade precedendo a falha. Pode ser uma folga, sujeira, trepidação, estragos e anormalidades em geral, como alterações de cor, aumento da pressão de trabalho, da temperatura, variação da corrente elétrica, existência de ruídos, vibrações excessivas, emissão de gases excessivas, etc. – Esta fase deve ser o início do processo de registro das informações das condições operacionais do equipamento.

  Em UTEs com motores diesel esta fase tem uma periodicidade média de ocorrência de anomalias intervalos acima de três meses;

- ✓ **Falha:** é a fase onde ocorre uma evolução do problema, influenciando na produtividade do sistema – nesta fase deve-se realizar uma série de acompanhamentos visando fornecer as analises sobre as condições operacionais do equipamento. As análises devem fazer parte do planejamento e da manutenção;

  Uma falha pode ser definida como sendo a diminuição parcial da capacidade de desempenho de um elemento, de um componente, de um equipamento ou de um sistema em atender a uma determinada função durante um período de tempo estabelecido. A incidência de uma falha deve ser investigada, pois pode se tratar de um caso isolado, ou seja, de uma anomalia, ou pode evoluir para um defeito (ocasional, intermitente, permanente) de elementos e de componentes;

  A fase seguinte, de falha, já resulta numa perda de produção ou de eficiência, ou seja, nesta fase ocorrem os desligamentos, que no caso de uma UTE podem ser totais ou parciais.

  Esses sintomas podem ser as origens de um processo de quebra e pode ser identificada por manutenções planejadas como a preditiva ou por programas de inspeções periódicas a serem executados pelos responsáveis pela manutenção, ou até mesmo pelas equipes de operadores da usina.

  Em UTEs com motores diesel esta fase tem uma periodicidade média de ocorrência de anomalias entre um até três meses;

- ✓ **Defeito:** por definição um defeito é toda e qualquer alteração das condições de funcionamento de um item, de um elemento, de um componente, de uma máquina ou de um sistema, suficiente para que a sua função normal não seja desenvolvido de forma satisfatória (ABNT, 1994).

Um defeito é um estágio agravante de uma falha, não tornando uma máquina indisponível, porém reduzindo sua capacidade de desenvolvimento da função com o tempo, isto é, um defeito que pode iniciar em um sistema pode danificar outros sistemas de um equipamento, causando uma perda de mais de um componente ou elemento. Contudo, se um defeito não for corrigido levará a máquina, o sistema, os componentes a uma quebra de seus elementos ou de outros sistemas do equipamento.

Um defeito nos componentes de uma UTE pode ser:

- ✓ **Defeito ocasional**: é o estágio inicial da perda de desempenho de um equipamento, pode ser considerado como um caso isolado no funcionamento da máquina (periodicidade média mensal);
- ✓ **Defeito intermitente:** é um evento que ocorre com menor intervalo de tempo entre os fatos. Neste estágio, além do defeito em um componente, outros componentes podem apresentar falhas (periodicidade média entre quinze dias e um mês);
- ✓ **Defeito permanente:** ocorre quando um componente não consegue mais desenvolver sua função, havendo a necessidade de sua troca por outro. O tempo entre as ocorrências fica ainda mais reduzido (periodicidade média de ocorrência menor que quinze dias).

Tanto na fase de anomalia, quanto na fase de falha existe a necessidade de acompanhamento dos parâmetros operacionais das UDGs, sendo possível a reversão do quadro através de manutenções dos tipos preventivas, preditivas, detectivas ou até mesmo proativas.

Caso não haja nenhum tipo de intervenção, ou caso a anomalia não possa ser detectada pela equipe de operadores, desencadeará a quebra do equipamento, podendo gerar uma indisponibilidade total ou parcial da UDG ou da própria usina.

- ✓ **Quebra**: é a fase onde ocorre a parada total de um equipamento ou de um componente, por um longo período de tempo, resultante de uma falha ou defeito permanente em um equipamento, sistema ou componente, impedindo o seu funcionamento. Nesta fase ocorre uma sequencia de fatos que anunciam a tendência de mau funcionamento do equipamento.

É nesta fase que se deve proceder com a identificação e/ou substituição dos componentes avariados, ou com a realização de revisões parciais ou gerais das UDGs. Contudo, se nenhuma ação for realizada, o equipamento anuncia que a situação tenderá a se agravar, quer seja por alterações nas suas condições ou

parâmetros nominais de funcionamento, ou na redução de sua eficiência, cabe ao responsável pela manutenção interpretar os avisos ou sinais durante a operação. Nesta fase, apesar de uma aparente normalidade o equipamento acaba quebrando.

As duas últimas fases do processo de quebra de um equipamento podem gerar manutenções do tipo corretiva programada, ou em casos extremos, manutenções corretiva do tipo não programada, sendo que na ocorrência deste último tipo de manutenção os custos envolvidos para colocar a UDG em operação é extremamente alto, pois envolve a compra imediata de materiais, de peças de reposição, a contratação de especialistas, etc., entre outros custos imprevistos, além dos custos com horas extras do pessoal técnico da empresa.

2.4. Custo da Manutenção

A Figura 2.3 mostra um gráfico empírico onde foram levantados os custos médios dos tipos de manutenção praticados em relação ao número de ocorrências em UTEs. Estes custos foram obtidos nos setores de manutenção das empresas geradoras de energia durante o desenvolvimento da metodologia Ciclo de Rotinas.
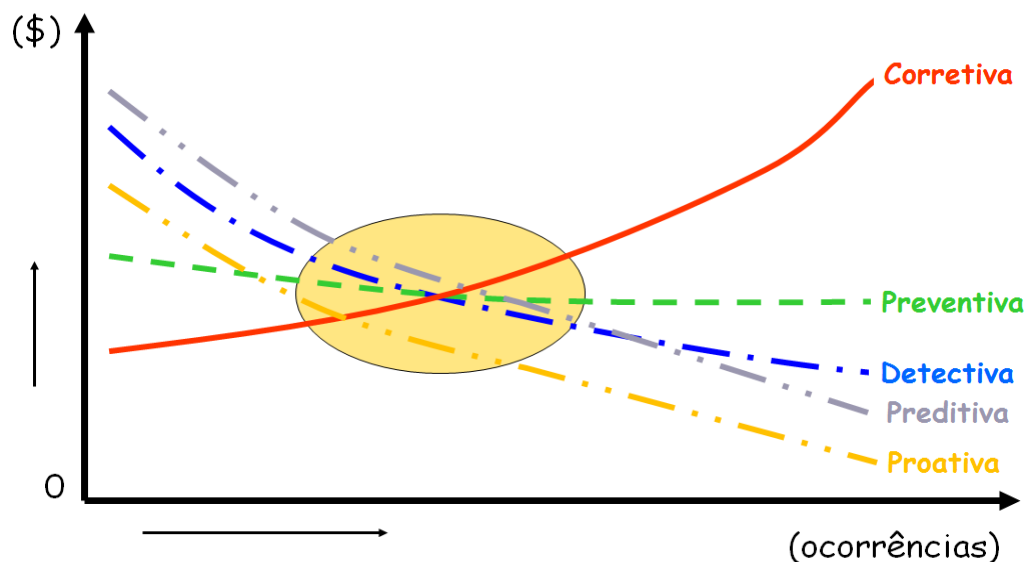
Figura 2.3. Comparação de custo entre os tipos de manutenção.

Nos levantamentos realizados nas usinas e exposto na Figura 2.3 percebe-se que o tipo de manutenção mais praticada nas UTEs é a corretiva (não programada e programada) que é o tipo que apresenta um custo inicial menor que as outros tipos, porém com o passar do tempo e

o aumento da vida útil dos equipamentos tem uma forte tendência de aumento, chegando a ser de duas a dez vezes o custo de outros tipos de manutenção.

A manutenção do tipo corretiva não propicia o controle efetivo das atividades de manutenção em usinas termelétricas com motores diesel, tornando falho todo e qualquer esforço de implantação de metodologias de gerenciamento da manutenção.

Os custos médios levantados na Figura 2.3 mostram que os tipos de manutenção por condição (preditiva, detectiva e proativa), ou seja, aquelas que usam um conjunto de equipamentos para monitoramento para obtenção das condições operacionais dos equipamentos, apesar de terem um custo de implantação mais elevado, com o tempo, são muito mais eficientes do que as manutenções baseadas no tempo (preventiva).

É importante que seja enfatizado que os tipos de manutenção são um processo evolutivo e que a implantação dos mesmos em uma empresa pode acontecer por alguns anos.

Todos os cenários dos processos de manutenção das empresas mostram que não existem procedimentos unificados para a execução dos serviços nas UDGs, as quais apresentam alto custo de manutenção aliado a baixa confiabilidade operacional das usinas como um todo.

Capítulo 3

CICLO DE ROTINAS PARA MELHORIA DE PROCESSOS E SISTEMAS

Este capítulo descreve os procedimentos e características do desenvolvimento do Ciclo de Rotinas para Melhoria de Processos e Sistemas, ou simplesmente Ciclo de Rotinas a ser implantado em sistemas termelétricos diesel de geração de energia.

Este Ciclo de Rotinas utiliza vários elementos organizacionais, gerenciais e administrativos para identificação, análise, avaliação e tratamento dos riscos empresariais ou das causas que impedem que um projeto ou sistema atinja seus objetivos e metas.

No controle efetivo dos sistemas dos processos produtivos são consideradas as falhas ocasionadas por deficiência no desenvolvimento das funções, envolvendo elementos como os equipamentos, os processos e as pessoas (operação), identificando as causas das falhas.

Foram incorporados no Ciclo de Rotinas elementos das técnicas gerenciais de manutenção, como: MCC, Keizen, 10S, seis sigmas, ciclo PDCA, 5W2H, as técnicas do PCM, os pilares do TPM, análise do modo de falhas e efeitos – AMFE; Keizen, *HazOp*, os índices da engenharia de manutenção métodos de gerenciamento de sistemas e processos e da engenharia de confiabilidade, processos estatísticos etc.

A funcionalidade básica do Ciclo de Rotinas é a identificação temporal dos problemas ou distorções de alcance dos objetivos e metas, avaliando-se os históricos das ocorrências de falhas em equipamentos, para os quais foram desenvolvidas formas de acompanhamento, de controle, de avaliação e de tratamento, utilizando os recursos (pessoais, materiais e financeiros) disponíveis para a manutenção das UTEs.

3.1. Ciclo de Rotinas

Os objetivos e metas estabelecidas por uma organização ou sistema/processo produtivo é alcançado usando um conjunto de atividades, de operações e recursos no desenvolvimento das tarefas da metodologia. A Figura 3.1 mostra um esquema das atividades e tarefas da metodologia Ciclo de Rotinas.
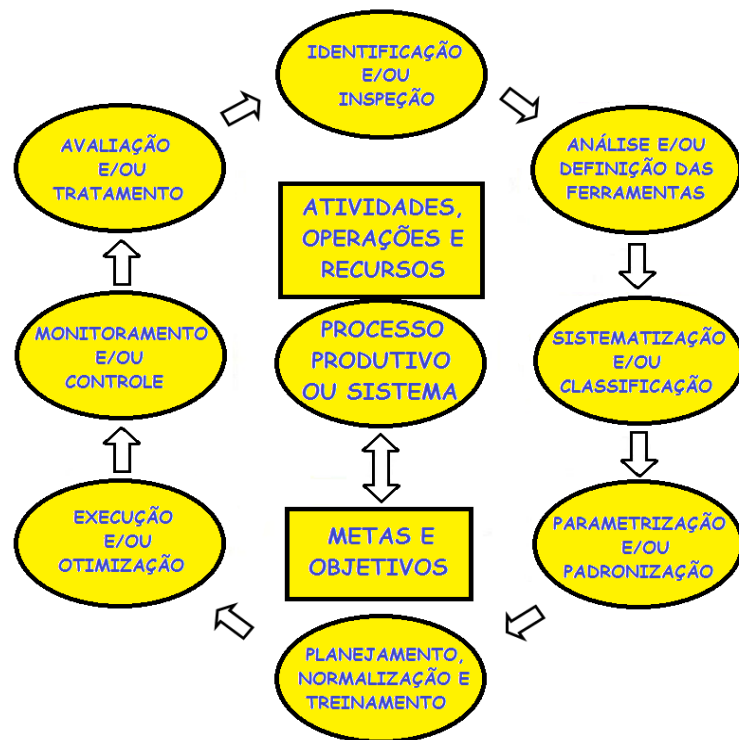
Figura 3.1. Esquema do Ciclo de Rotina para melhoria de sistemas e processos (SANTOS e NASCIMENTO, 2009).

Os passos da metodologia Ciclo de Rotina, mostrados no esquema da Figura 3.1 são distribuídos em tarefas e cada tarefa se subdivide em duas atividades, que podem ser desenvolvidas de forma isolada ou paralelamente.

O desenvolvimento destas tarefas é dependente das condições organizacionais da empresa e do nível de formação do pessoal envolvido com o desenvolvimento e implantação da metodologia. Todos os elementos do Ciclo de Rotina visam atingir os objetivos e metas gerais da organização através da:

- Definição das metas operacionais do sistema e ou processo alicerçadas nos objetivos e finalidades da organização ou sistema;
- Adoção de índices e parâmetros para monitoramento e otimização dos processos ou sistemas da organização;

- Acompanhamento e redução dos índices ou parâmetros operacionais identificados e estipulados nos sistemas ou processos;
- Redução de custos operacionais e de manutenção de cada sistema e subsistema;
- Aumento da confiabilidade operacional;
- Fornecimento de elementos para a tomada de decisões gerenciais quanto aos objetivos e metas das empresas ou sistema;
- Avaliações das condições de meio ambiente, visando o desenvolvimento de planos de melhorias ambientais, de contingência e de emergência;
- Promoção de mudanças no que refere aos trabalhos em grupo, aos inter-relacionamentos pessoais entre os setores e subsetores das empresas.

Além dos objetivos gerais o Ciclo de Rotinas têm objetivos específicos, a serem desenvolvidos durante a implantação da metodologia em uma empresa, tais como:

- Fornecer o pleno conhecimento dos processos ou sistemas visando sua melhoria;
- Desenvolvimento ou aprimoramento de novos processos ou sistemas;
- Acompanhamento da evolução dos processos e sistemas existentes fornecendo:
    - Identificação de necessidades atuais e futuras da organização e das criticidades (desvios dos objetivos) do processo ou sistemas e de novas necessidades;
    - Determinação de indicadores, parâmetros de comparação e análise do desempenho do processo ou sistema;
    - Formação de uma cultura gerencial administrativa sólida, baseada em procedimentos, normas e ferramentas, já consagradas, adaptando-se as condições de cada empreendimento;
    - Promoção de mudança da cultura de gerenciamento, manutenção e operação com a formação de mentalidade proativa dos funcionários a partir da utilização da engenharia de manutenção;
    - Identificação dos impedimentos ou entraves para alcançar os objetivos e metas;
    - Definição das ferramentas gerenciais a serem adotadas para cada passo do ciclo de rotinas, a fim de atingir as metas traçadas e o objetivo da organização;
    - Sistematização e classificação dos sistemas e subsistemas, bem como os equipamentos, instrumentos e ferramentas, com seus acessórios e periféricos;
    - Parametrização dos procedimentos, instruções técnicas e normas do processo produtivo indicando, após testes, as condições ótimas de funcionamento dos sistemas e equipamentos;

- o Padronização das atividades e elementos no desenvolvimento das tarefas voltadas para a manutenção de equipamentos e, consequente, propiciar a redução de custos do processo;
- o Planejamento das intervenções (inspeções e revisões) nas máquinas e equipamentos reduzindo os custos operacionais;
- o Promoção da formação técnica contínua dos funcionários da organização aumentando a confiabilidade operacional do processo ou sistema;
- o Execução das intervenções nos equipamentos, a partir de um plano de diagnósticos, de forma a se trabalhar sempre com suas condições nominais ou com as especificadas nos testes ou entrega técnica;
- o Otimização do processo produtivo da organização ou sistema;
- o Realização de acompanhamento dos índices da manutenção;
- o Determinação dos pontos críticos dos sistemas e processos, a fim de que seja possível tratá-los;
- o Utilização de mecanismos de mitigação de falhas e ou desvios das metas e objetivos e de controle do processo ou sistemas;

Mesmo com todos os benefícios trazidos para a organização com a implantação da metodologia Ciclo de Rotinas para Melhoria de Processos e Sistemas, existem algumas condições necessárias, quanto a sua efetiva aplicação:

- Ciclo de rotinas deve ter a participação de todos os envolvidos nos processos ou sistemas, caso contrário, não haverá efetividade;
- Participação das diretorias e gerências da organização é importante para a continuidade do Ciclo e para o retorno e cobrança das informações gerenciais;
- Necessidade de planejamento da liberação de recursos para a padronização dos componentes do sistema sob pena de não se conseguir sanar um problema aparente;
- Formação técnica dos envolvidos deve ser contínua, caso contrário, não será possível se atingir os objetivos e metas, antes traçadas.

Para se implementar ou adequar um determinado processo ou sistema, com qualidade, nas organizações, deve-se desenvolver a rotina mostrada graficamente na Figura 3.1. Esta rotina utiliza para cada uma de suas atividades e tarefas, um conjunto de ferramentas gerenciais. Estas ferramentas devem ser de domínio do grupo de implementadores que são os responsáveis pela seleção das ferramentas mais adequadas para cada situação.

3.2. Características do Ciclo de Rotinas

No desenvolvimento das tarefas da metodologia “Ciclo de Rotinas”, os objetivos gerais e as metas, do processo produtivo ou sistema em estudo, devem ser analisados e avaliados, a fim de que cada uma das tarefas e/ou atividade possam ser desenvolvidas de forma que os mesmos sejam tangíveis.

As características da metodologia Ciclo de Rotinas são:

- Deixar claro, para todas as pessoas envolvidas com a implantação do ciclo, onde serão definidos as atividades, as operações, os recursos e as formas de avaliação para o desenvolvimento da metodologia;
- Durante a formação das equipes de atividades devem ficar claro os objetivos específicos e metas, assim como as formas de avaliação;
- Duração mínima das atividades do ciclo é de 01 (um) ano, atingindo um máximo de 03 (três) anos e dependendo dos resultados alcançados e do tipo de processo poderá ser prorrogado por igual período, visando implantar a filosofia de melhoria contínua proposta pelos métodos *Kaizen* e seis sigmas;
- Quatro primeiras tarefas do “Ciclo de Rotinas” devem ser iniciadas, preferencialmente, no segundo semestre de cada ano, a fim de que, possam ser levantadas todas as informações do local da instalação. O levantamento das informações é feito através de um inventário das instalações, sendo que as informações irão formar uma base de conhecimento da metodologia, além de facilitar a elaboração do planejamento de manutenção dos equipamentos e o cronograma físico – financeiro para o ano seguinte;
- Ciclo é composto por atividades divididas em duas etapas, sendo possível apenas desenvolver, em um primeiro momento, as etapas superiores. Isso dependerá do nível de experiência e do conhecimento das equipes, ou seja, inicialmente desenvolvem-se as atividades superiores, a fim de obter as informações do local da instalação, ou desenvolvem-se as duas atividades em conjunto, Figura 3.1;
- Como regra geral, são atribuídos índices de créditos e faltas para cada uma das atividades do ciclo as quais são acompanhadas e avaliadas por uma equipe de implantação e de desenvolvimento as atividades (geralmente o setor ou departamento de engenharia do processo ou da manutenção, de recursos humanos, ou financeiros, etc.);

- Tanto os créditos quanto as faltas receberão notas de 0 (zero) a 10 (dez), sendo que os valores são complementares, isto é, o que não é crédito, é falta;
- Avaliação dos trabalhos é feita pela equipe subsequente juntamente com a de implantação do ciclo, considerando ainda o relatório elaborado, nos seguintes aspectos:
  - Contribuição dos membros da equipe para a implantação da metodologia;
  - Aparência do relatório (elementos básicos, recomendações e sugestões, etc.).
- O somatório total de todas as atividades das equipes, durante a implantação do Ciclo, deve ter um valor de créditos superior a 150 pontos e de faltas inferior a 40;
- Como o nome já diz esse ciclo não deve ser quebrado, ou seja, as atividades devem ter suas sequências obedecidas, sob pena de não serem atingidos os objetivos e metas da organização. Tais informações devem fazer parte do relatório de avaliação do ciclo a ser encaminhado para a direção ou gerência da empresa o que facilitará as tomadas de decisões administrativas e gerenciais;
- Cada instalação ou subsistema será responsabilizado pelo bom andamento do processo, podendo os resultados fazer parte da produtividade em grupo da empresa;
- Após o levantamento do histórico de ocorrências e falhas, dos últimos 05 (cinco) anos, pelo menos e da identificação de alguns desvios nas metas e objetivos da empresa, divulga-se, de forma oficial o início da implantação do ciclo, através de uma reunião com a participação da alta gerência da empresa. Inicialmente para averiguação dos resultados dos levantamentos, se possível quantificando os desvios e conhecendo-se novas necessidades da empresa, e posteriormente divulga-se, para todos os funcionários a intenção de utilização do ciclo no seu processo produtivo;
- O início das tarefas passa pelo registro, nos meios de comunicação da empresa (jornais internos, quadros de avisos, e-mails, etc.), do período de implantação do ciclo e dos nomes dos membros das equipes de implantação e de desenvolvimento das atividades da metodologia.

3.3. Etapas de Implantação do Ciclo de Rotinas

A implantação do Ciclo de Rotinas tem as seguintes etapas:

- Montar equipes interdepartamentais e multidisciplinares de funcionários da organização, que sejam formadas por, pelo menos, um profissional de cada

subsistema com conhecimentos pleno sobre os processos e sistemas da empresa e que estejam dispostos a contribuir com o desenvolvimento das atividades, os quais farão parte das equipes do ciclo;

- Em cada equipe de atividades deve existir pelo menos um membro da equipe de desenvolvimento e implantação do ciclo, os quais podem participar de quantas equipes quanto necessárias;
- É relevante que todas as pessoas que participarão das equipes de implantação sejam oficialmente nomeadas (indicadas) pelas suas gerências imediatas e que a direção da organização tenha ciência da participação de todos nas atividades;
- Todas as equipes devem receber da equipe de desenvolvimento e implantação as seguintes tarefas:
  - Data de início das atividades;
  - Objetivos específicos e metas a serem atingidas pela equipe;
  - Indicação de função de cada membro da equipe, as quais devem ser distribuídas em comum acordo com os mesmos;
  - Sugestão de formato do relatório de atividades para cada uma das etapas desenvolvidas;
  - Parâmetros de avaliação da equipe;
  - Data de término da atividade;
- Criar várias equipes de identificação das falhas e/ou necessidades da empresa, as quais devem ter inter-relacionamento visando à troca de experiências. Na impossibilidade de participação de um funcionário, o mesmo deverá manifestar o motivo de seu impedimento, por escrito, antes do início dos trabalhos, para que a direção ou gerência da empresa possa nomear um suplente.

3.4. Atividades do Ciclo de Rotinas

A Tabela 3.1 mostra um breve resumo das tarefas e atividades que foram desenvolvidas durante a implantação da metodologia Ciclo de Rotinas em sistemas de geração de energia elétrica. Enfatiza-se que todas as atividades foram desenvolvidas em forma sequencial.

Tabela 3.1. Tarefas e atividades da metodologia ciclo de rotinas.

TAREFAS / ATIVIDADES	DESCRIÇÕES
Identificação e/ou Inspeção	Nesta fase da metodologia formam-se as equipes para a realização das atividades de Identificação das necessidades, das deficiências e/ou ocorrências no processo, dos problemas a serem corrigidos, dos tipos de falhas frequentes, os componentes dos subsistemas que apresentam níveis críticos de desgaste, a existência de procedimentos, as falhas nas condições ambientais, etc. Nesta atividade, devem-se conhecer todos os processos internos e externos à empresa, a fim de se detectar os possíveis riscos ao empreendimento listando-os em ordem de prioridade.
Análises e/ou Definição das Ferramentas	Realizar uma analise das necessidades para verificar todos os aspectos envolvidos na solução de um problema, definindo os instrumentos de gestão (*softwares* / métodos) a serem usados em cada um dos sistemas e subsistemas em estudo, ou seja, definir o planejamento das ações a serem adotadas focando nas necessidades listadas na etapa anterior como sendo as mais críticas.
Sistematização e/ou Classificação	Usando os princípios de gestão e de administração de sistemas, formam-se equipes de colaboradores da empresa para a realização da divisão das UDGs em sistemas, subsistemas, componentes e elementos. Paralelo à sistematização realiza-se a implantação da codificação operacional (Código KKS) e a classificação de todos os componentes, a fim de identificá-los como itens de manutenção.
Parametrização e/ou Padronização	O levantamento das condições de funcionamento das UDGs e a obtenção de parâmetros operacionais dos equipamentos que compõe as usinas, através de testes de recepção ou comissionamento nas UTEs, são os objetivos dessas tarefas, seguindo pelo estudo da padronização de componentes e elementos de consumíveis nas usinas, dos tipos de falhas, buscando a redução dos custos e a padronização dos procedimentos de manutenção.
Planejamento, Normalização e Treinamento	Nesta etapa são feitas as configurações e o detalhamento das atividades a serem executadas para atingir os objetivos e metas estipuladas. São elaborados os planos de ações, a determinação atribuição das funções dos colaboradores envolvidos com o processo produtivo, os cronogramas físicos e financeiros, as normas e procedimentos operacionais, além de treinamentos.
Execução e/ou Otimização	Estas atividades têm o objetivo de efetivar os planos ou programas de manutenção e gerencial desenvolvidos e estudados nas atividades anteriores, de forma a executá-lo com máxima eficiência e eficácia, visando sempre à otimização de todos os parâmetros que possam contribuir para uma boa avaliação ou a melhoria dos processos das usinas. Nesta atividade podem ocorrer visitas técnica nas instalações das UTEs para avaliação do desenvolvimento das atividades e verificação da execução das tarefas.
Monitoramento e/ou Controle	Esta fase do “Ciclo de Rotinas” tem como objetivo verificar se a Execução/Otimização dos planejamentos foram feitos de forma eficiente e eficaz, ou se as atividades desenvolvidas atingiram os objetivos e metas estabelecidas, criando ou utilizando parâmetros de controle para os sistemas. Nesta fase são identificados os equipamentos e instrumentos de controle a serem implantados nas usinas para facilitar o monitoramento dos parâmetros operacionais das UDGs.
Avaliação e/ou Tratamento	Durante o desenvolvimento das atividades desta tarefa é realizada a avaliação do sistema de geração de energia, onde é desenvolvido um estudo para o tratamento dos riscos existentes nos empreendimentos, a fim de obter um lastro informações sobre as possíveis perdas nas UDGs e os danos que possam ocorrer nas UTEs, visando à elaboração de contratos de seguros de equipamentos com custo mais ajustado. Nesta fase elaboram-se os contratos de seguro dos equipamentos considerados mais críticos das usinas.

Fonte: SANTOS e NASCIMENTO, (2009).

É importante enfatizar que as atividades da metodologia devem ser desenvolvidas sequencialmente em ciclo. Caso não seja possível o desenvolvimento das atividades de forma sequencial, deve-se sempre retornar ao início ciclo e reiniciar as atividades, buscando corrigir as possíveis falhas detectadas no desenvolvimento das atividades e tarefas.

Outro aspecto a ser considerado é que, com o desenvolvimento das tarefas do ciclo de rotinas visa-se o controle efetivo dos ativos de todos os envolvidos no processo produtivo, como por exemplo, equipamentos, instrumentos, pessoal, etc.

As descrições das características gerais da metodologia Ciclo de Rotinas podem ser encontradas no Apêndice B – Ciclo de Rotinas.

3.5. *Software* Ciclo de Rotinas

Para facilitar a implantação da metodologia Ciclo de Rotinas em usinas termelétricas com motores diesel, visando à melhoria da manutenção, foi desenvolvido um *software*. O objetivo do *software* é auxiliar o usuário na implantação e na gerência da manutenção da usina termelétrica onde a metodologia for implantada.

3.5.1. Fluxograma do *software* ciclo de rotinas

A Figura 3.2 mostra o fluxograma geral desenvolvido para o *software* Ciclo de Rotinas. Na sua fase inicial são identificados os tipos de sistemas de geração onde a metodologia será implantada.

Durante a implantação da metodologia para a manutenção de sistemas de geração de energia são necessárias as obtenções de informações para a formação da base de conhecimento do programa. Estas informações podem ser vistas na seção superior do fluxograma geral do *software*, mostrada na Figura 3.2.

Conforme pode ser visto na Figura 3.2, o fluxograma do *software* requer que seja desenvolvida, em um primeiro momento, uma investigação dos históricos de falhas, anomalias ou ocorrências nos equipamentos do sistema de geração de forma que seja possível agrupar e classificar os tipos de ocorrências nas UTEs.
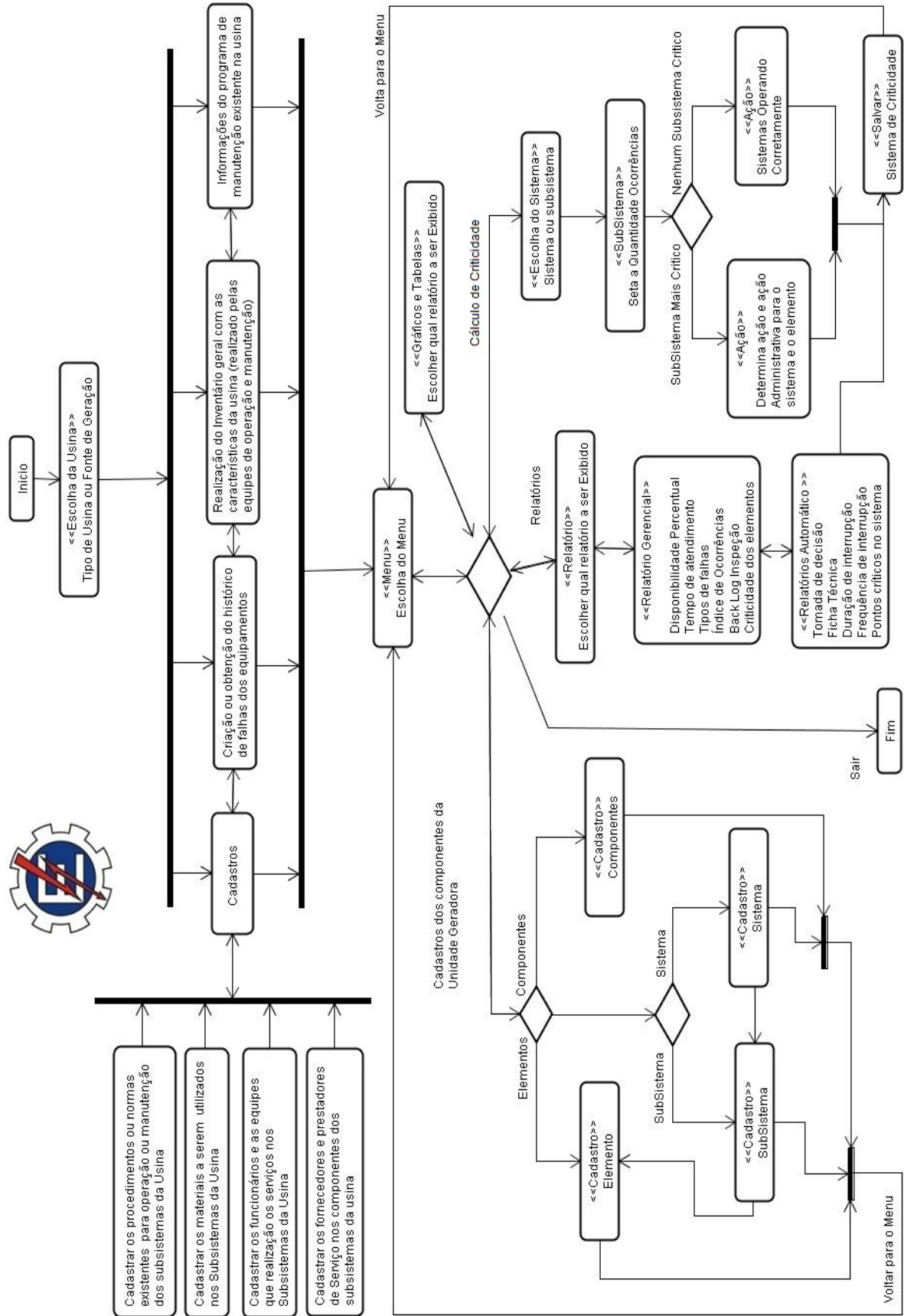
Figura 3.2. Fluxograma geral do *software* Ciclo de Rotinas.

3.5.2. Características do *software* ciclo de rotinas

Antes de iniciar as tarefas da metodologia é necessário que sejam introduzidas no *software* todos os parâmetros da empresa e do local da instalação, a fim de que se possa desenvolver metas e objetivos claros e tangíveis. Para o desenvolvimento desta ação, após efetuar o cadastro da empresa, basta clicar no *menu* Metas e Objetivos conforme mostrado na Figura 3.3, e descrevê-los conforme mencionado anteriormente.
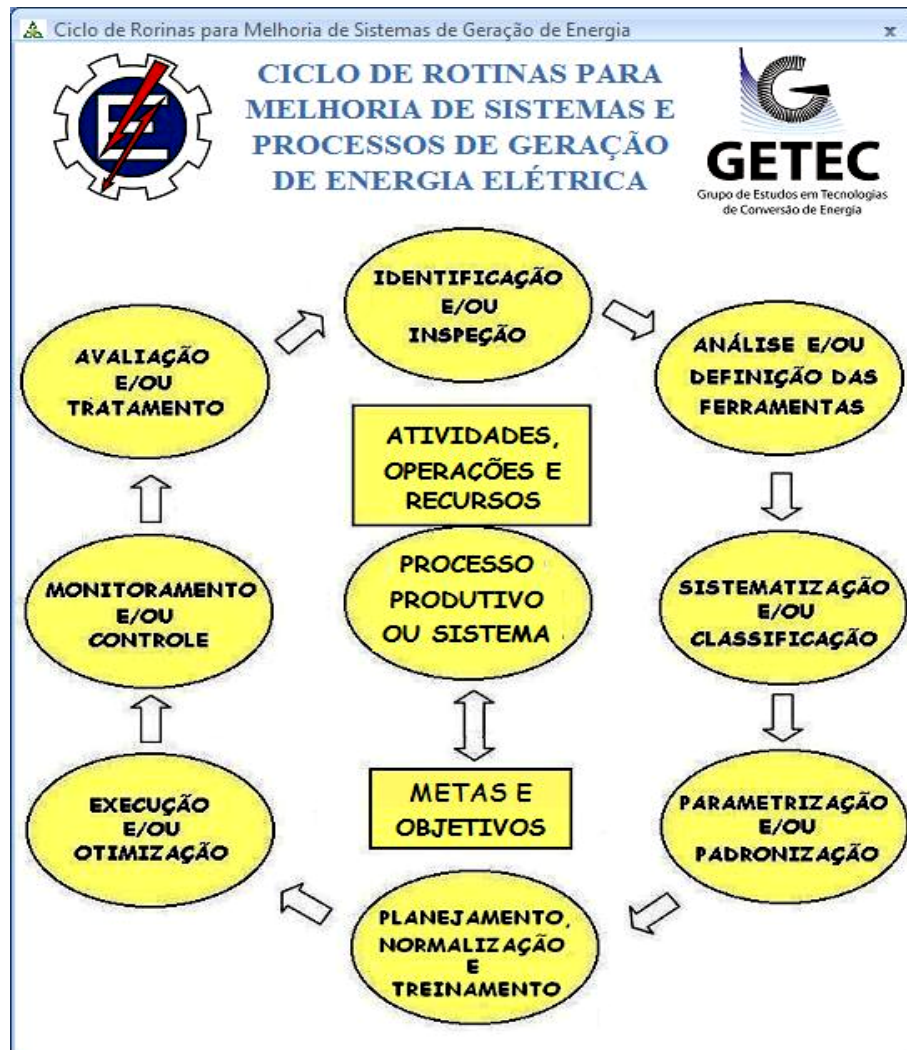
Figura 3.3. Janela de inicialização da metodologia Ciclo de Rotinas.

As normas, procedimentos, instruções técnicas de serviço e outros documentos devem ser cadastrados na base de conhecimento do *software* e, se possível, atualizados, a fim de que os mesmos possam fazer parte da base de conhecimento do *software*, principalmente ao que tange a periodicidade de execução, pois no *menu* Atividades, Operações e Recursos, mostrado Figura 3.3, devem ser cadastrados todos os elementos necessários para o desenvolvimento das atividades e gerência da manutenção.

É imprescindível que seja feito um levantamento (inventário) fotográfico das condições atuais das instalações das usinas onde a metodologia será implantada, sendo que as informações levantadas farão parte da base de conhecimento do *software* a ser desenvolvido de forma a facilitar a comparação do ante e após a implantação da metodologia.

A Figura 3.4 mostra a janela do *menu* principal do *software* Ciclo de Rotinas onde, dependendo do nível de acesso do usuário, é possível classificar ou alterar as características do elementos de um sistema de geração.
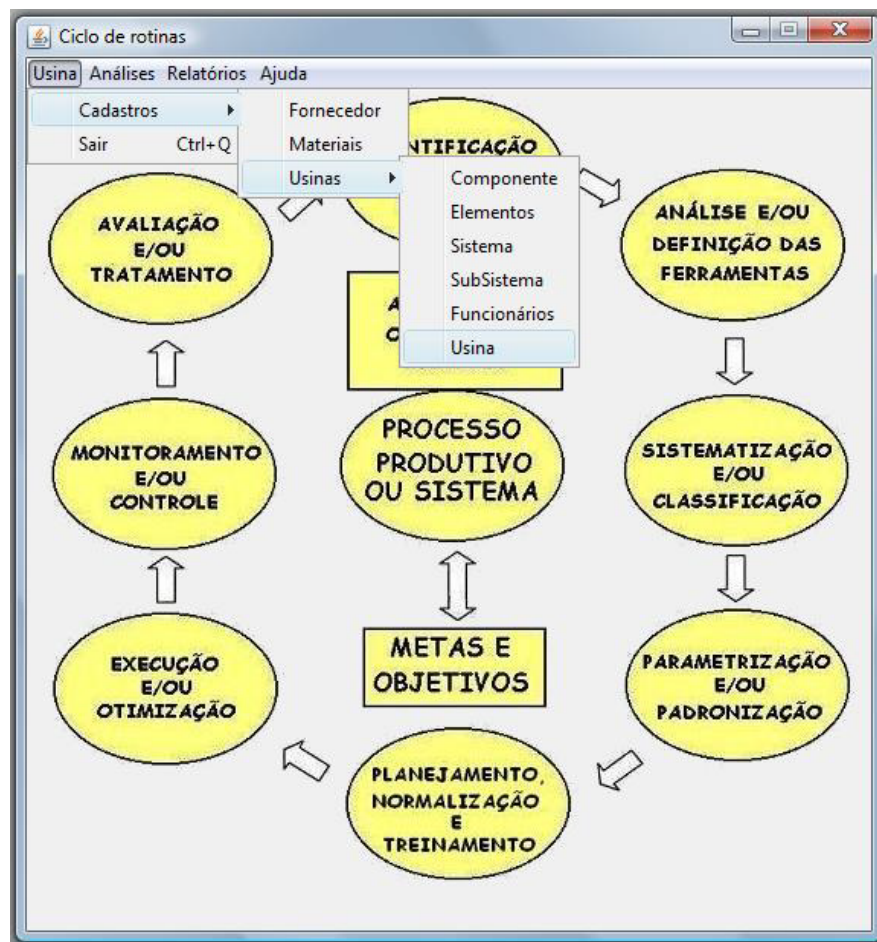
Figura 3.4. Janela do *menu* principal do *software* Ciclo de Rotinas.

Na metodologia Ciclo de Rotinas todos os cadastros podem ser feitos diretamente na janela do *menu* principal, assim como podem ser acompanhados os relatórios dos indicadores de gerenciamento do sistema de manutenção.

No *menu* relatório também são gerados os *e-mails* de relatórios automáticos, que são encaminhados para os gerentes de cada setor, de acordo com a programação estipulada previamente. São através destes relatórios automáticos que se realizam os acompanhamentos das atividades gerenciais e de atendimento às ocorrências.

Através do Ciclo de Rotinas é possível se gerenciar mais de uma usina termelétrica ao mesmo tempo, pois o *software* foi desenvolvido de forma que os cadastros das usinas sejam armazenados em arquivos independentes, conforme mostrado na Figura 3.5, que mostra a janela de cadastro de usinas.

Figura 3.5. Janela de cadastro de usinas do *software* Ciclo de Rotinas.

Deve-se buscar identificar as mais variadas necessidades dos sistemas de geração, pois além do inventário, nesta tarefa deve-se também obter os históricos de eventos ocorridos nas UTEs e a comparação do rendimento das mesmas com as condições de comissionamento ou de testes de recepção das UDGs.

Após a realização do inventário todas as informações das UTEs deverão ser introduzidas na base de conhecimento do *software* Ciclo de Rotinas. Uma forma de desenvolver esta tarefa pode ser encontrada quando se clica no *menu* Processo Produtivo ou Sistema, onde é possível efetuar ou alterar o cadastro de informações das usinas na base de conhecimento.

Como pode ser percebido na Figura 3.3, todas as atividades da metodologia Ciclo de Rotinas giram em torno de elementos gerenciais e o seu desenvolvimento depende de informações das atividades, das operações, dos recursos, da identificação do processo produtivo ou sistema e das metas e objetivos traçados para a implantação da metodologia.

Portanto, antes da implantação do Ciclo de Rotinas em uma empresa torna-se necessária a participação e formação de equipes de implantação, compostas por funcionários envolvidos com a geração, em um encontro ou seminário de implantação de forma que todos finquem cientes do fato.

A Figura 3.6 mostra a janela do cadastro de elementos da usina.

Figura 3.6. Janela de cadastro dos elementos das usinas do *software* Ciclo de Rotinas.

A iteração mostrada na Figura 3.6 é dividida na identificação, sistematização dos sistemas e subsistemas, características da manutenção, cadastro e funcionários e de materiais utilizados no sistema de geração.

O desenvolvimento destas atividades precedem as tarefas do *menu* de Identificação e/ou Inspeção mostrado na Figura 3.3, sendo assim é fundamental que todas as informações obtidas devam ser utilizadas nas outras tarefas. Recomenda-se que os coordenadores, gerentes ou responsáveis pela geração façam parte da equipe de implantação da metodologia.

Conforme pode ser visto no fluxograma do *software* ciclo de rotinas, Figura 3.2, as informações necessárias para o preenchimento dos elementos de cadastro de um sistema de geração são obtidas em um inventário das características deste sistema.

A identificação completa dos componentes de uma UDG no sistema de geração é outra atividade que deve ser desenvolvida. A Figura 3.7, mostra a janela de sistematização de unidades geradoras do *software* Ciclo de Rotinas, com as tarefas e atividades a serem desenvolvidas durante a implantação da metodologia. Através desta janela é possível realizar a divisão e a classificação dos elementos das UDGs em sistemas e subsistemas.
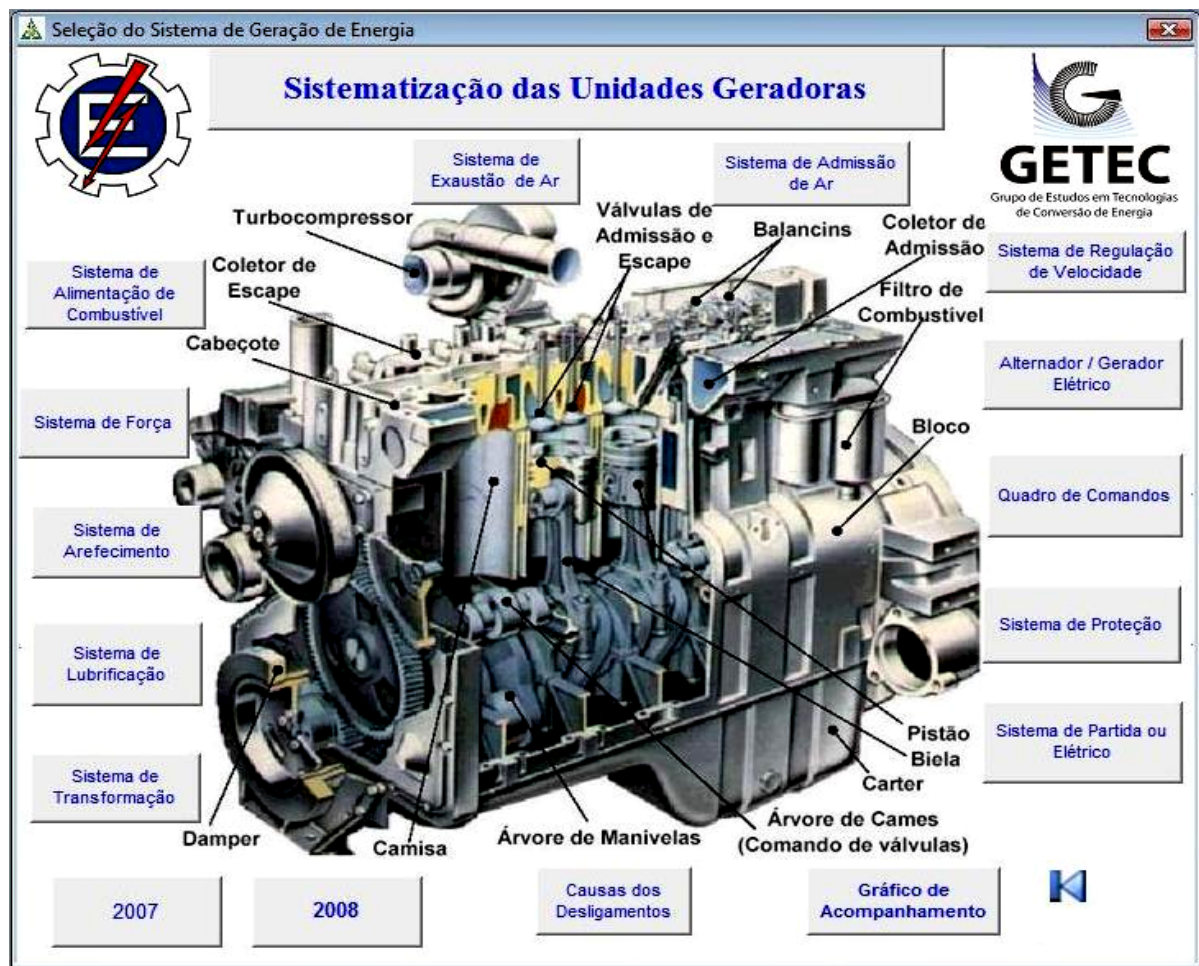
Figura 3.7. Janela de sistematização do *software* Ciclo de Rotinas aplicado nas UDGs.

Todas as informações da base de conhecimento do *software* Ciclo de Rotinas são armazenadas e gerenciadas por um sistema de banco de dados MySQL e por um gerenciador de banco de dados o PhpMyAdmin, que gerencia o MySQL, através de um pacote de aplicativos do programa xampp.

O xampp é um servidor independente de plataformas e faz parte do pacote de instalação do Ciclo de Rotinas de forma que exista somente um banco de dados para cada sistema de geração.

3.5.3. Cadastro de Elementos no Ciclo de Rotinas

O cadastro de todos os componentes, com suas respectivas condições de criticidades e custos facilita as análises de desempenho do sistema de geração possibilitando as avaliações e desenvolvimento das ações corretivas necessárias.

A Figura 3.8 mostra a janela do cadastro de funcionários de um sistema de geração de energia. O cadastro dos funcionários do sistema de geração tem importância, pois agiliza o

desenvolvimento das atividades de manutenção e de atribuição de responsabilidade pelas atividades do ciclo.

Figura 3.8. Janela de cadastro de funcionários do *software* Ciclo de Rotinas.

O cadastro de todos os materiais e produtos utilizados para a realização da operação e manutenção do sistema de geração é outra informação importante, pois no momento em que ocorrer uma anomalia no sistema de geração o responsável deverá receber do *software*, além das causas da falha, as soluções para sanar o problema e se necessário às fontes de informações para planejamento da manutenção, como por exemplo, as características dos fornecedores dos materiais envolvidos na falha.

A Figura 3.9 mostra a janela de cadastro de materiais dos elementos do sistema de geração. A partir do cadastro dos materiais é possível obter as informações gerais sobre o componente que provocou uma falha no sistema de geração.

Figura 3.9. Janela de cadastro dos componentes das UDGs do *software* Ciclo de Rotinas.

Com o preenchimento das informações contidas na janela da Figura 3.9 são criadas as condições para a determinação das criticidades equivalente e no tempo, e para a realização das análises de custo do sistema de geração, envolvendo inclusive as características do estoque de materiais.

Um exemplo prático do cadastro de usinas termelétricas pode ser visto na Figura 3.10 que mostra a janela personalizada do cadastro usinas aplicada a UTE de Anajás. Nesta janela é possível se avaliar as ações adotadas para cada tipo de anomalia que venha a ocorrer no sistema de geração. Estas ações reúnem as informações da experiência das pessoas envolvidas na manutenção da UTE, com as informações existentes nos catálogos dos fabricantes para a solução das falhas ou ocorrências nas usinas.

Figura 3.10. Exemplo da janela de cadastro de usinas do *software* Ciclo de Rotinas personalizada para a UTE de Anajás.

Os resultados dos testes de comissionamento realizado nas unidades geradoras da usina em estudo podem ser consultados através do botão Condições, da tela mostrada na Figura 3.10, bem como um relatório com o resumo das informações das UDGs da usina.

A Figura 3.11 apresenta um relatório com o resumo das características de cada unidade geradora e o diagnóstico de falhas existentes no grupo gerador. Para cada falha detectada o sistema indica as melhores ações a serem adotadas, seguidas de algumas observações sobre o sistema de geração.

É importante que seja mencionado que o *software* não deve ser considerado responsável pela tomada de decisão gerencial de um sistema de geração, pois ele se destina a fornecer subsídios para que uma pessoa possa tomar as decisões.

Os subsídios são baseados nas ações adotadas no decorrer do tempo, onde são utilizadas as informações da base de conhecimento do programa, ou seja, do banco de regras, aliados a experiência da equipe de manutenção.

Relatórios

CICLO DE ROTINAS - RELATÓRIO DE FALHAS NOS EQUIPAMENTOS DE GERAÇÃO

Localidade / Usina:	Anajás	Código da Localidade:	01		Códigos	
Fabricante do Motor:	Cummins	N°. de Serie:	33455625		Tipo de Fonte de Geração	
Modelo:	NTA 855 G3	Potência do Motor:	535	hp	01	
Base da UDG:	01	Potência Efetiva:	200	kW	Motor:	
Horas de Operação	8	Horas de Operação Após da Revisão	12500	h	Horas Atuais	12508
Fabricante do Gerador:	Negrini	N°. de Serie:	2562		01	
Modelo:	ATX	Potência Nominal	240	kW	Gerador ou Alternador Elétrico:	
Horas de Operação	8	Horas de Operação Após da Revisão	12500	h	Horas Atuais	12508
Fabricante do QCM:	Commindus	N°. de Serie:	452		02	
Modelo:	ATX	Potência Nominal	300	kW	Quadro de Comandos:	
Fabricante do trafo	Cemec	N°. de Serie:	1110125		03	
Modelo:	HDT	Potência Nominal	300	kW	Transformador Elevador	
Periodo de Análise	01/01/2007	A	31/12/2007		04	

DIAGNÓSTICOS DE FALHAS NO GRUPO GERADOR

Códido do Componente:	01	01	01	01	02	022
Motor						01
Sistema de Força						02
Bloco do motor						022

AÇÕES A SEREM TOMADAS

- Veificar se: houve dano ou furo no bloco do motor, caso haja entrar em contato com a coordenação da equipe de manutenção da geração e solicitar a troca do motor; - Houve danos nos mancais fixos do bloco do motor, caso haja, entrar em contato com a coordenação da manutenção a geração e solicitar a troca do motor;

OBSERVAÇÕES SOBRE O SISTEMA DE GERAÇÃO

- Deve ser aberta ordem de serviço

Figura 3.11. Janela de relatório do *software* Ciclo de Rotinas.

Outro aspecto que deve ser considerado é que o *software* deverá manter na sua base de conhecimento todas as ações adotas pelos responsáveis pela manutenção, com a finalidade de utilizá-las de forma análoga, em outros sistemas de geração, quando ocorrerem fatos semelhantes.

Dentro da filosofia da metodologia Ciclo de Rotinas, além do monitoramento das ocorrências do sistema de geração, são gerenciadas também o tempo para a tomada das ações de manutenção, como por exemplo, a programação e o atendimento da ocorrências, por parte dos envolvidos com a manutenção e o controle das condições operacionais. Isto é devido ao fato de que, nesta metodologia, existem também indicadores de criticidade humana a serem avaliadas.

Capítulo 4

CODIFICAÇÃO, ANÁLISE DE OCORRÊNCIAS E INDICADORES USADOS EM UTES

O presente capítulo visa descrever as características da adoção da codificação KKS para os componentes que compõe as UDGs, seguida da análise de ocorrências nos sistemas de geração, dos indicadores usados nas UTEs com motores diesel, finalizado pela descrição da metodologia para detecção dos componentes e elementos críticos das UDGs.

4.1. Codificação KKS

Antes de iniciar a descrição dos indicadores utilizados e propostos na metodologia, torna-se necessário descrever alguns itens importantes para o desenvolvimento do Ciclo de Rotinas na manutenção de usinas com motores diesel. Como é o caso do uso da codificação KKS, que é utilizada para classificar e sistematizar todos os componentes e eventos que venham a ocorrer em uma UDG, como por exemplo, os elementos dos sistemas, as falhas, as ocorrências de desligamento etc., em uma UTEs.

O KKS (do alemão *Kraftwerk KennzeichnenSystem* – Sistema de Etiquetagem ou Rotulagem de Usinas Termelétricas) é um sistema de classificação padronizado para os equipamentos das UTEs, empregado largamente na indústria e empresas que trabalham com

equipamentos para a geração de energia elétrica em todo mundo, como é o caso das empresas Siemens e Alstom, e Brasil, é utilizada em empresas como a Petrobrás.

De acordo com a WEI, C., *et. al.* (2010) o sistema de codificação KKS é dividido em:

(1) Manual KKS, contendo várias definições específicas e orientações sobre a identificação do equipamento, e

(2) Chave dos KKS, que define os códigos de acordo com o protótipo KKS original, podendo haver inclusões no código de forma a atender as necessidades do local da instalação.

O sistema de rotulagem KKS é editado pela Associação Alemã de Grau Técnico do Sistema (VGB) e publicado pela empresa VGB (*Kraftwerkstechnik Gmbh* – Engenharia da Usina Ltda.). Além disso, este sistema de rotulagem é totalmente compatível e reconhecido pelas normas DIN, IEC e ISO e pode ser usados para satisfazer os requisitos adicionais de rotulagem de sistemas de geração.

Ainda segundo WEI, C., *et. al.* (2010) os requisitos necessários para a identificação e formação dos códigos do sistema de rotulagem KKS são:

- Identificação uniforme para todos os tipos de usinas termelétricas e seus processos;
- Deve ter capacidade suficiente e detalhes para a identificação de todos os sistemas, subsistemas, componentes, elementos, peças e estruturas;
- Deve ter capacidade suficiente de extensão para se adaptar às novas tecnologias e as já consagradas como as UTEs com motores diesel;
- Apreciação das normas nacionais e internacionais;
- O código não deve ser baseado na linguagem de codificação, desta forma será possível garantir o uso do mesmo de forma internacional;
- Deve usar a mesma rotulagem consistente para as várias etapas do planejamento, licenciamento, projeto, construção, operação, manutenção e gestão de resíduos e deve ser a rotulagem informativa unificada no ciclo de vida inteiro do processo;
- Deve ter mútua aplicabilidade interdisciplinar entre as engenharias mecânica, civil, elétrica e de instrumentação e controle, combinada com a de identificação, de acordo com as funções tecnológicas do processo (sistema ou processo relacionado), ponto de instalação e localização;
- Deve haver aplicabilidade em processamento de dados do computador

4.1.1. Tipos de códigos

De acordo com a WEI, C., *et. al.* (2010) o código KKS pode ter três ou mais diferentes tipos de subcódigos, os quais podem ser utilizados em conjunto ou separadamente.

Estes códigos são o código identificação do local da instalação, de processo relacionado, da localização do equipamento, de localização do componente ou elemento do sistema, funções e tarefas dos elementos. Estes códigos são subdivididas em 3 ou 4 níveis de desagregação (*BreakDown Level* – BDL).

4.1.1.1. Código processo relacionado

O processo de identificação relacionado ou de codificação relativa de sistemas, subsistemas, componentes e elementos dos equipamentos de uma usina, são códigos de rotulagem utilizados de acordo com a função nas engenharias mecânica, civil, elétrica e de controle e de instrumentação, como por exemplo, são codificados todos os elementos de uma UDG como as tubulações, bombas, válvulas, motores, medições, interruptores, transformadores, etc. dentro dos seus mais variados sistemas e subsistemas.

4.1.1.2. Código do ponto de instalação

Estes códigos são utilizados na identificação dos pontos de instalação dos equipamentos em uma usina ou na unidade instalada, como por exemplo, os equipamentos elétricos, de controle e de instrumentação nas suas respectivas unidades geradoras, ou seja, todos os armários, painéis, consoles, etc., que contiverem tais equipamentos são codificados como parte de um subsistema.

4.1.1.3. Código de localização

São códigos utilizados para a identificação de várias estruturas na usina, tais como galpões dos motores, edifícios, pisos, pista de rolagem, área de tancagem, subestação, sala de comandos e áreas de proteção contra incêndios.

Este código é também usado em ligação com a manutenção preventiva de elementos civis como edifícios e estruturas da usina.

Ainda mais este código pode ser usado para identificar a localização de componentes mecânicos em uma UDG, da mesma maneira com que o código do ponto de instalação é usado par identificação de equipamentos elétricos e de controle e de instrumentação.

4.1.2. Formato do Sistema de Codificação KKS

Com o objetivo de padronizar toda a codificação que foi aplicada nos grupos geradores das UTEs, foi adotado na base de conhecimento do *software* Ciclo de Rotinas a codificação KKS. Conforme mostrado na Tabela 4.1 a classificação da codificação e rotulagem dos equipamentos de um sistema de geração foram estabelecidos na base do projeto não específico, através de graus ou níveis de desagregação:

- No grau um (F1/F1F2/F1F2F3) são utilizadas as palavras-chave de rotulagem para a função do equipamento ou do tipo de sistema de geração;
- No grau dois (A1/A1A2) são usadas as palavras-chave de rotulagem para a identificação da unidade de equipamento;
- No grau três (B1/B1B2) são utilizadas as palavras-chave de rotulagem para os sistemas e subsistemas ou de parte de um equipamento gerador.

Tabela 4.1. Codificação KKS.

N°. Serial do Ponto de desagregação	0	1			2			3	
Nome do nível de desagregação	Usinas	Função			Unidade de Equipamentos			Componentes	
Identificação dos caracteres	G	F_0	$F_1F_2F_3$	F_n	A_1A_2	A_n	A_3	B_1B_2	B_n
Tipos de caracteres	A ou N	(N)	AAA	N N	A A	N N N	(A)	A A	N N
	a	***b***	***c***	***d***	***e***	***f***	***g***	***h***	***i***

a – Identificação das usinas do sistema de geração;
b – Prefixo do código de função, usa como contador de sistemas semelhantes;
c – Classificação dos sistemas, subdivisões, ou partes dos equipamentos;
d – Contadores dos sistemas, das subdivisões, ou partes dos equipamentos;
e – Classificação das subdivisões dos equipamentos mecânicos;
f – Contador dos equipamentos mecânicos similares;
g – Classificação adicional dos níveis de desagregação (pontos de medição e equipamentos principais);
h – Classificação das subdivisões dos componentes (sinais e aplicação de sinais);
i – Contador dos componentes ou sinais de aplicação;

O significado das palavras-chave pode ser redefinido para projetos específicos que devem ser revistos por ambos os lados do projeto.

Um código KKS consiste em um conjunto formado por letras alfa (A) e os números (N). O código é dividido em quatro (0-3) BDL, podendo ser de código do processo relacionado, em 3 (0-2) BDL identificado o código do ponto de instalação e o código de localização.

A chave KKS permite a utilização de símbolos alfanuméricos no BDL 0. No caso de uma usina, como por exemplo, em um usina com as suas próprias instalações de água de abastecimento, o BDL 0 é definido como zero e escrito 000.

Quando for necessária a codificação de sistemas ou componentes comuns a mais de uma usina, como por exemplo, instalações de água de abastecimento (SAA), o sistema da primeira usina deverá ser designado com um código inicial, ou seja, 000 (zero), no BDL 0, e cada instalação deverá ser numerada, de modo que a mais antiga deverá receber o código 001, a próxima instalação será 002, e assim sucessivamente. Os equipamentos comuns para duas ou mais instalações sempre receberão códigos iniciando com o número 000.

A Tabela 4.2 mostra as características do processo de formação do código de identificação dos elementos das UTEs utilizado na metodologia Ciclo de Rotinas.

Tabela 4.2. Formação do código de identificação de elementos.

Processo Relacionado	**Local da Instalação**		**Localização do Componente ou Elemento do Sistema**			
01	XXX	001	XXX	001	XXX	0001
Fonte de Geração	Usina	Base da UDG na Usina	Sistema da UDG	Subsistema da UDG	Componente do Subsistema	Elemento do Componente

Um exemplo da codificação mostrada na Tabela 4.2 e aplicada nas UTEs da concessionária do Estado do Pará, cujo código de um elemento fica: 01ANJ001MCI003VSN0002, que representa:

- ✓ O tipo de geração de energia 01 (UTE a diesel);
- ✓ A localidade de geração codificada é a ANJ (UTE de Anajás);
- ✓ Uma unidade geradora na base um da usina (001);
- ✓ Um sistema da UDG cujo código é MCI (motor de combustão interna);
- ✓ O subsistema de geração codificado 003 (sistema de alimentação de combustível);
- ✓ Um componente do sistema de alimentação VSN (válvula solenoide);
- ✓ Um elemento do componente comum a outras UDGs, cujo código é 0002.

No Apêndice E estão expostas as tabelas de codificação para as usinas, localidades, unidades geradoras, sistemas, subsistemas, componentes e elementos cadastrados na base de conhecimento do Ciclo de Rotinas. Desta forma a codificação KKS facilitou a identificação de todos os componentes de um sistema de geração.

4.2. Análise de Ocorrências em Sistemas de Geração

Em alguns sistemas de geração utiliza-se um conjunto de indicadores voltados para a determinação do tempo em que ocorrem anomalias nos componentes de uma UDG e que afetem de maneira direta ou indireta o desempenho da usina (ABNT, 1994).

Utilizando as técnicas de cronoanálise, foi desenvolvido para a metodologia Ciclo de Rotinas um mecanismo de eventos de controle do tempo de uma ocorrência. A Figura 4.1 mostra os eventos do mecanismo de uma ocorrência em um sistema de geração.
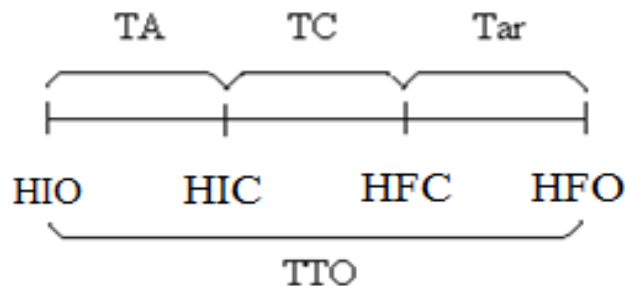
Figura 4.1. Mecanismo de uma ocorrêcia em sistemas de geração.

Os significados das abreviaturas são: HIO = Hora Início da Ocorrência; HIC = Hora Início do Conserto; HFC = Hora Fim do Conserto; HFO = Hora Fim da Ocorrência.

Além disso, pela diferença entre os tempos, obtêm-se as seguintes definições:

- ✓ **Tempo de Atendimento (TA):** indica o tempo desde que o equipamento parou até o início dos reparos pelo pessoal da manutenção;
- ✓ **Tempo de Conserto (TC):** indica o tempo médio que o pessoal da manutenção leva para efetuar os devidos reparos e disponibilizar o equipamento para o funcionamento normal, incluindo o tempo de teste;
- ✓ **Tempo de Arranque (Tar):** indica o tempo médio em que o equipamento leva para retornar a produzir, ou seja, a operação normal (tempo necessário para os ajustes, realização de testes, aquecimento, sincronização com a rede elétrica etc.);
- ✓ **Tempo Total da Ocorrência (TTO):** Indica o tempo total que a máquina esteve parada e retornou a produzir em condições normais.

Em se tratando de manutenção de equipamentos baseados no tempo de operação, ou seja, em horas de operação, como é o caso dos grupos geradores com motores diesel, define-se os seguintes parâmetros e elementos de avaliação da manutenção:

- ✓ **Horas do Período Considerado (HPC)**: representa o número total de horas do período considerado para avaliação;

- ✓ **Horas Totais de Manutenção dos Equipamentos (HMNE):** é o somatório de todas as horas para execução de qualquer tipo de intervenção nos equipamentos geradores em um determinado período de estudo, como por exemplo, inspeções e manutenção do tipo preventiva, corretiva e outros serviços nos equipamentos no primeiro semestre de um determinado ano, ou seja, $\left(\sum_{i=1}^{n} TTO\right)$;
- ✓ **Horas de Operação do Equipamento (HOPE):** compreende a diferença entre as horas operação normal no período considerado e o somatório das horas totais de manutenção dos equipamentos no mesmo período, isto é, (HPC – HMNE);
- ✓ **Número Total de Manutenções Corretivas (NTMC):** é o somatório das quantidades de manutenção do tipo corretiva que forem executadas em um determinado período;
- ✓ **Horas Totais de Manutenções Corretivas (HTMC):** é o somatório de todos os tempos necessários para a realização de manutenção do tipo corretiva (programada e não programada) nos equipamentos geradores, ou seja, $\left(\sum_{i=1}^{n} TC\right)$.

A partir das definições expostas acima é possível obter indicadores utilizados na manutenção de equipamentos mundialmente reconhecidos, como os listado abaixo:

- ✓ **Tempo Médio entre Falhas (MTBF):** é a média do tempo, em horas, entre duas falhas consecutivas ou um conjunto de falhas, em um determinado período de estudo, ou seja, é a relação entre as horas totais de operação da máquina e o número de falhas detectadas, no período observado, calculado pela Equação (4.1);

$$MTBF = \frac{HOPE}{HTMC} \tag{4.1}$$

- ✓ **Tempo Médio para Reparos (MTTR):** é a média do tempo, em horas, para a realização da programação e efetivação do reparo em uma unidade geradora no período de avaliação, ou seja, é a relação entre o total de horas de intervenção corretiva e o número de falhas identificadas no período observado, conforme mostrado na Equação (4.2).

$$MTTR = \frac{HTMC}{NTMC} \tag{4.2}$$

A Figura 4.2 mostra a janela de cadastro das ocorrências do *software* Ciclo de Rotinas, e é através desta janela que são formados os históricos das ocorrências no sistema, assim como os históricos de inspeção nos componentes do sistema de geração.

Figura 4.2. Janela de cadastro de ocorrências do *software* Ciclo de Rotinas.

4.3. Indicadores Utilizados em Usinas Termelétricas

Independentemente do tipo sistema de geração termelétrico, se a vapor, se a gás ou com a utilização de motores diesel, todo plano / programa de gerenciamento da manutenção deve requerer a utilização de indicadores de desempenho / eficiência dos sistemas a serem estudados, a fim de proporcionar parâmetros de comparação do quão eficiente está sendo a prestação do serviço. Para tal, neste tópico foram reunidos alguns indicadores de produtividade específicos para as usinas termelétricas, a saber:

4.3.1. Definição de indicadores

Os indicadores são ferramentas utilizadas como balizadores ou padrões dos processos ou sistemas, eles fornecem resultados significativos das condições operacionais para a realização de manutenção ou do desempenho do processo produtivo, podendo inclusive determinar as mudanças necessárias em um processo ou sistema a fim de aumentar a sua confiabilidade operacional.

Segundo o ENAP (2003) os indicadores são ferramentas estatísticas básicas para o gerenciamento de um sistema organizacional e as informações que fornecem são essenciais para o processo de tomada de decisão.

No Apêndice C são apresentadas as características dos indicadores para os sistemas de geração de energia, segundo o ENAP (2003).

4.3.2. Consumo específico de motores

O consumo específico do combustível é um indicador de desempenho, que expressa a eficiência operacional de uma UTE, podendo ser individual ou global da usina.

O consumo específico – C_{ESP}, de uma UDG é calculado pela relação entre o consumo de combustível diário ou mensal – C_C, obtido pela diferença de níveis no tanque de serviço e/ou de armazenamento da usina ou por medidores de vazão instalados nas linhas de alimentação e retorno de óleo combustível, pela média da energia gerada pelo grupo gerador – E_G, como mostrado nas Equação (4.3), CONDE (2006) e LORA e NASCIMENTO (2004).

$$C_{ESP} = \frac{C_{CD}}{E_G} \tag{4.3}$$

Outro parâmetro de avaliação do desempenho de usinas termelétricas, em função do tempo de utilização dos equipamentos é o fator de carga médio ou de utilização das UDGs que pode ser calculado pela Equação (4.4), SANTOS (2004) e CONDE (2006):

$$F_{UTIL_{(i,j)}} = \sum_{j=1}^{m} \left(\frac{P_{EF_{(i,j)}}}{P_{N_{(i)}}} \right), \tag{4.4}$$

sendo: $\boldsymbol{F_{UTIL}}$, o fator de carga ou de utilização do grupo gerador ***i***, no intervalo de tempo ***j***; $\boldsymbol{P_{EF}}$ é a potência efetiva da UDG ***i***, no intervalo de tempo ***j,*** em kW e $\boldsymbol{P_N}$ a potência nominal do grupo gerador ***i***, em kW;

4.3.3. Determinação da criticidade dos equipamentos

Visando a determinação dos componentes e elementos mais críticos do sistema de geração foi desenvolvido, de forma empírica, um modelamento matemático baseado nos parâmetros disponíveis no sistema ou processo (SANTOS e NASCIMENTO, 1999).

A criticidade dos equipamentos que compõe uma UDG é um indicador que foi desenvolvido e utilizado, nesta tese, para se determinar e tratar os pontos críticos ou falhos dos sistemas de geração.

Para o desenvolvimento da criticidade de um componente de um sistema de geração – C_{COMP} realizou-se a composição desta grandeza em relação a três condições operacionais:

- Criticidade operacional dos equipamentos – C_{EQ};
- Criticidade equivalente no tempo – $C_{EQTEMPO}$;
- Criticidade do elemento no sistema – C_{ES};

A criticidade operacional do equipamento visa relacionar os possíveis desvios da condição de funcionamento do equipamento no conjunto gerador, considerando e quantificando a importância do elemento para o sistema o qual ele faz parte. O segundo termo da criticidade relaciona o nível de utilização do elemento dentro da programação de manutenção estipulada para o sistema, enfatizando a vida útil do componente e o terceiro item da criticidade busca mostrar a influência do mau funcionamento do elemento no sistema, partindo dos indicadores de produtividade do sistema de geração.

Visando comparar o desempenho operacional, na metodologia Ciclo de Rotinas e baseado na Equação (5.3), utiliza-se para as condições operacionais o valor do consumo específico ótimo – C_{ESPO}, que é a relação entre a quantidade de combustível para as condições de máximo rendimento, ou seja, o consumo de combustível ótimo – C_{CO}, pela potência nominal do equipamento – P_N, multiplicado pelo tempo de avaliação – t_A, para as condições ótimas de temperatura, umidade e pressão, conforme mostrado na Equação (4.5).

$$C_{ESPO} = \frac{C_{CO}}{P_N \cdot t_A} \tag{4.5}$$

O consumo específico de uma unidade geradora mostra o desempenho em operação, havendo necessidade de se investigar as eventuais causas de anomalias ou mau funcionamento, para minimizar tais problemas.

Assim como para o consumo específico baseado na Equação (4.5) para cálculo do fator de carga médio ótimo das UDGs utiliza-se a Equações (4.6), como:

$$F_{UTILO_{(i,j)}} = \sum_{j=1}^{m} \left(\frac{P_{EFL_{(i,j)}}}{P_{N_{(i)}}} \right) \tag{4.6}$$

onde: $\boldsymbol{F_{UTILO}}$, o fator de carga ótimo ou de utilização do grupo gerador $\boldsymbol{i}$, no intervalo de tempo $\boldsymbol{j}$ e $\boldsymbol{P_{EFL}}$ é a potência efetiva liberada da UDG $\boldsymbol{i}$, no intervalo de tempo $\boldsymbol{j}$**,** em kW;

Na busca de um parâmetro de avaliação dos componentes de uma unidade geradora calcula-se o valor crítico equivalente – V_{CE} de cada componente através da Equação (4.7):

$$V_{CE} = \frac{\left(C_E^2 \cdot \sum_{i=1}^{m} C_{Si}^2 \right)}{\sum_{j=1}^{n} N_j} \tag{4.7}$$

onde, $\boldsymbol{N_j}$ é o somatório de todos os índices de criticidades atribuídos a cada um dos elementos do sistema de geração; $\boldsymbol{C_E}$ é o número da criticidade de cada elemento e $\boldsymbol{C_{Si}}$ é a somatória das criticidades dos elementos sistema ao qual o componente faz parte;

Reunindo as Equações de (4.4), (4.6) e (4.7) de forma que se possa ter parâmetro global para o cálculo da criticidade dos equipamentos $\boldsymbol{C_{EQ}}$, Equação (4.8), que determinam quais os equipamentos de uma central/usina ou de um conjunto de usinas que apresentam maior criticidade, em função do seu desempenho operacional:

$$C_{EQ} = \frac{\left[\left(T_{FS} \cdot V_{CE}^{1/2} \cdot \sum_{i=1}^{n} N_O^2 \right) + \left(\frac{C_{ESP}}{C_{ESPO}} \cdot \frac{P_{EF}}{P_N} \cdot \sum_{i=1}^{n} N_{OS} \right) \right]}{2 \cdot \left(\frac{C_C}{C_{CO}} \cdot \frac{F_{UTIL}}{F_{UTLO}} \right)} \tag{4.8}$$

onde: $\boldsymbol{T_{FS}}$ é a média do tipo de falhas que ocorreu no sistema em que o equipamento faz parte, $\boldsymbol{N_O}$ é o número total de ocorrências (desligamento, racionamentos, paradas da unidade geradora, etc.) causadas pelos mesmos elementos do sistema, que comprometem a continuidade de atendimento da central/usina termelétrica, com duração maior de três minutos e $\boldsymbol{N_{OS}}$ é o número de ocorrências por conjunto de subsistemas do sistema de geração, em números absolutos.

Outro parâmetro utilizado na composição da criticidade dos componentes de um sistema de geração é a criticidade equivalente no tempo – $\boldsymbol{C_{EQTEMPO}}$, que é obtida em função do percentual de utilização do elemento no sistema – $\boldsymbol{P_{UE}}$. Este percentual é calculado pela relação entre as horas acumuladas de operação do equipamento – $\boldsymbol{h_{AO}}$, em horas, multiplicado pelo ciclo de vida do equipamento entre as manutenções – $\boldsymbol{C_{VE}}$, desde o seu último

comissionamento, dividido pela estimativa de vida útil do equipamento – $\boldsymbol{V_{UE}}$, em horas, como visto na Equação (4.9):

$$P_{UE} = \frac{h_{AO} \cdot C_{VE}}{V_{UE}} \tag{4.9}$$

Desta forma a criticidade no tempo é calculada pela Equação (4.10):

$$\mathrm{C_{EQTEMPO}} = \left(\frac{\mathrm{P_{UE}^2} + \mathrm{RMDO}^2}{\mathrm{T_{OPA}}}\right) + T_{FS}, \tag{4.10}$$

sendo que o ***RMDO*** é o registro médio diário de operação de uma unidade geradora, em horas e $\boldsymbol{T_{OPA}}$ é o tempo de operação anual do equipamento, em horas.

A terceira parcela da composição da criticidade, isto é, a criticidade dos elementos do sistema – $\boldsymbol{C_{ES}}$, é calculada pela Equação (4.11):

$$C_{ES} = \left(\sum_{i=1}^{n} N_{OS} \cdot \left(\frac{C_{ESP} \cdot F_{UTIL(i,j)} \cdot C_{CD}}{C_{ESPO} \cdot F_{UTILO(i,j)} \cdot C_{CO}}\right)\right) + T_{FS} \tag{4.11}$$

Alicerçado pelos conhecimentos da Manutenção Centrada em Confiabilidade – MCC é possível calcular a disponibilidade dos equipamentos em termos de percentuais – D(%), ou seja, a relação entre o MTBF, calculado pela Equação (4.1) e o MTTR, em uma UDG no período de avaliação, calculado pela Equação (4.2), usando-se a Equação (4.12):

$$D(\%) = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \cdot 100 \tag{4.12}$$

Considerando ainda a efetividade percentual – ε, apresentada no Apêndice D, que é calculada pela relação entre os fatores de utilização do sistema de geração tem-se:

$$\varepsilon = \frac{F_{UTIL(i,j)}}{F_{UTILO(1,j)}} \cdot 100 \tag{4.13}$$

Utilizando também o conceito de indicadores de produtividade (Apêndice D), chega-se a produtividade da unidade geradora, Equação (4.14):

$$\eta = \frac{D(\%)}{\varepsilon} \tag{4.14}$$

Ficando a composição da criticidade dos componentes calculada pela Equação (4.15), sendo σ_S o desvio padrão das medidas (SANTOS e NASCIMENTO, 2010b):

$$C_{COMP} = C_{EQ} + C_{QTEMPO} + C_{ES} + \eta \pm \sigma_S \qquad (4.15)$$

4.3.4. Determinação dos componentes críticos

Este é um procedimento desenvolvido para a metodologia ciclo de rotinas e que visa determinar os componentes críticos dos sistemas de geração.

Será aplicada a sequência para a determinação da criticidade dos componentes das UTEs da concessionária do estado do Pará, porém em função do grande número de dados a serem processados, para exemplificar a determinação da criticidade dos componentes, foram utilizadas as informações dos desligamentos em 2008 e as características das unidades geradoras da UTE de Anajás.

De forma a isolar ainda mais as causas das ocorrências, a fim de identificar o componente do subsistema mais crítico e a UDG responsável pelo maior número de desligamentos, ou seja, identificar as maiores prioridades para a programação de manutenção nas UDGs da UTE de Anajás, visando reduzir as causas das anomalias foi realizada uma consulta no histórico de ocorrências da usina.

Na Tabela 4.3, que mostra os desligamentos ocorridos na UTE de Anajás em 2008, por UDG, estão listados os subsistemas que foram registrados como os responsáveis pelos desligamentos e a quantidade de desligamentos ocorrida em cada unidade geradora da usina.

Tabela 4.3. Desligamentos na UTE de Anajás em 2008, por unidades geradoras.

DESLIGAMENTOS OCORRIDOS NA UTE DE ANAJÁS EM 2008							
UTE	UDGs	Sistema de Alimentação de Combustível	Sistema de Força	Sistema de Proteção	Painel e Quadro de Comandos	Indisponibilidade de Geração	Operação (Sincronismo)
ANAJÁS	Anajás - GG - 01	2		2	2	2	2
	Anajás - GG - 02	1			1		
	Anajás - GG - 03	2			1		1
	Anajás - GG - 04		1		2		

Analisando a Tabela 4.3 percebe-se que o GG 01 da usina apresenta maior número de desligamentos nos seus subsistemas.

Na Tabela 4.4 estão mostradas as características dos componentes do grupo gerador 01 da UTE de Anajás.

Tabela 4.4. Características das UDG na base de conhecimento do ciclo de rotinas.

CARACTERÍSTICAS DAS UDGS NA BASE DE CONHECIMENTO DO CICLO DE ROTINAS							
Localidade / Usina:	**Anajás**	Código da Localidade:	**01**		Base da UDG:	**01**	
Fabricante do Motor:	**Cummins**	Potência do Motor:	**535**	hp	Consumo de Combustível:	**66**	l
Modelo:	**NTA 855 G3**	Potência Efetiva:	**200**	kW	Consumo de Combustível Ótimo:	**65**	l/h
N°. de Serie:	**33455625**	Potência Efetiva Liberada:	**192**	kW	Fator de Utilização:	**0,800**	
Horas de Operação	**8**	Horas de Operação Após da Revisão	**12500**	h	Fator de Utilização Ótimo:	**0,833**	
Fabricante do Gerador:	**Negrini**	N°. de Serie:	**2562**		Consumo Específico:	**0,3300**	l/kWh
Modelo:	**ATX**	Potência Nominal	**240**	kW	Consumo Específico Ótimo:	**0,2708**	l/kWh
Horas de Operação	**8**	Horas de Operação Após da Revisão	**12500**	h	Horas Atuais	**12508**	h
Fabricante do QCM:	**Commindus**	N°. de Serie:	**452**		Valor Crítico do Equipamento	**8**	
Modelo:	**ATX**	Potência Nominal	**300**	kW			
Fabricante do trafo	**Cemec**	N°. de Serie:	**1110125**				
Modelo:	**HDT**	Potência Nominal	**300**	kW			

Um dos controles importantes que deve ser implantado na usina é o tempo de operação, juntamente com as características operacionais de cada unidade geradora, a fim de que se possa realmente conhecer todos os parâmetros operacionais da UDG, conforme mostrado na Tabela 4.5, onde se observa os parâmetros operacionais da UDG 01 da UTE de Anajás, após as inspeções, sistematização, classificação e parametrização da mesma.

Tabela 4.5. Parâmetros operacionais da UDG 01 da UTE de Anajás.

PARÂMETROS OPERACIONAIS							
Horas de Operação Diária do Elemento - h_{ODE} (h)	Horas Atuais de operação da UDG - h_{OE} (h)	Periodicidade Máxima do Programa de Manutenção - P_{PM} (h)	Registro Médio Diário de Operação - RMDO (h)	Horas Acumuladas de Operação - h_{AO} (h)	Estimativa de Vida Útil do Elemento - V_{UE} (h)	Estimativa de Vida Útil do Sistema - V_{US} (h)	Percentual de Utilização do Elemento - P_{UE}
8	**12500**	**12000**	**8**	**12508**	**12000**	**129600**	**1,0865**

O controle do tempo de operação de uma unidade geradora indica os limites de utilização dos elementos usados nos sistemas das UDGs. São eles os responsáveis, tanto pelos alarmes gerados no sistema, quanto pelo tempo de utilização dos elementos, conforme a Tabela 4.6, onde são mostradas as características operacionais da UDG em análise.

Tabela 4.6. Características operacionais da unidade geradora.

CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DA UNIDADE GERADORA								
Tempo de Avaliação - t_A (h)	Tempo de operação - T_{OPM} (h/mês)	Tempo de operação anual - T_{OPA} (h)	Tempo Médio entre Falhas - MTBF (h)	Tempo Médio para Reparo no Período de Avaliação - MTTR (h)	Potência Efetiva liberada - P_{EFL} (kW)	Potência Efetiva da UDG - P_{EF} (kW)	Potência Nominal da UDG - P_N (kW)	Ciclos de vida da UDG - C_{VE}
1	**240**	**2880**	**96**	**48**	**192**	**200**	**240**	**1,04**

Na grande maioria das UDGs, em condições normais a potência efetiva liberada é igual à potência efetiva da UDG, porém após os testes de comissionamento é possível reduzir a potência do motor para limites abaixo da potência efetiva, a fim de preservá-lo.

Na metodologia Ciclo de Rotinas foi criado um mecanismo de avaliação do consumo específico das unidades geradoras a partir do cálculo da criticidade operacional. A Tabela 4.7 mostra os resultados do cálculo da criticidade operacional para a UDG 01 da UTE de Anajás.

Tabela 4.7. Cálculo da criticidade operacional da UDG.

CÁLCULO DA CRITICIDADE OPERACIONAL DA UDG							
Consumo de Combustível Ótimo - C_{CO} (l/h)	Consumo Estimado de Combustível - C_{EC} (l)	Consumo de Combustível - C_C (l)	Consumo Específico Ótimo da UDG - C_{ESPO} (l/kWh)	Consumo Específico da UDG - C_{ESP} (l/kWh)	Fator de Utilização Ótimo - F_{UTILO}	Fator de Utilização - F_{UTIL}	Criticidade do Elemento - C_E
65	**520,00**	**66**	**0,2708**	**0,3300**	**0,8000**	**0,8333**	**08**

É possível notar que a UDG em análise apresenta um consumo específico acima da faixa de valores recomendados para este tipo de motor, que é de 0,300 l/kWh.

O elemento da UDG tem importância na operação do grupo gerador e a sua falha causa desligamento total da usina, por isso a criticidade inicial do elemento chegou a 08.

A Tabela 4.8 mostra o cálculo da criticidade equivalente no tempo onde outros parâmetros utilizados para o cálculo da criticidade, como é o caso da criticidade do sistema em que o elemento responsável pelos desligamentos faz parte e o somatório das criticidades dos elementos no sistema.

A falha funcional no sistema apresenta um valor médio de 0,05, conforme visto no desenvolvimento da árvore de decisão. Com os dados listados chega-se a uma criticidade operacional da UDG de 6,9989 e uma criticidade equivalente no tempo de 0,07623, o que indica que os desligamentos são causados por falhas nos parâmetros de operação da usina.

Tabela 4.8. Cálculo da criticidade dos equipamentos em relação ao tempo de operação.

CÁLCULO DA CRITICIDADE EQUIVALENTE NO TEMPO							
Criticidade do Sistema - C_S	Somatório das Criticidades dos Elementos do Sistema - N_i	Valor Crítico do elemento - V_{CE}	Número de Ocorrência dos Mesmos Elementos no Sistema - N_O	Número de Ocorrência por Subsistema - N_{OS}	Tipo de Falha do Sistema - T_{FS}	Criticidade Operacional da UDG - C_{EQ}	Criticidade Equivalente no Tempo - $C_{QETEMPO}$
105	**1236**	**570,87379**	**2**	**6**	**0,050**	**6,9989**	**0,07623**

A metodologia Ciclo de Rotinas ainda analisa a criticidade que os elementos causam no sistema de geração, conforme pode ser visto na Tabela 4.9 onde é mostrada a criticidade dos elementos no sistema de geração.

Tabela 4.9. Cálculo da criticidade dos elementos no sistema de geração.

CÁLCULO DA CRITICIDADE DOS ELEMENTOS NO SISTEM DE GERAÇÃO					
Criticidade dos Elementos no Sistema - C_{ES}	Disponibilidade Percentual do Sistema - D (%)	Desvio Padrão do Sistema - σ_S	Criticidade do Componente - C_{COMP}		**Diagnóstico Crítico**
			MIN	MAX	
6,9620	**0,66667**	**3,82334**	**17,23233**	**24,87901**	**Criticidade Operacional dos Equipamentos - CEQ**

Na Tabela 4.9 pode-se observar que o calculo da criticidade do elemento no sistema apresenta um valor menor do que a criticidade operacional dos equipamentos indicando que as falhas são causadas por mau funcionamento de um equipamento específico.

Outro parâmetro avaliado na Tabela 4.9 é a disponibilidade percentual do sistema, que no caso da usina analisada apresenta um valor aceitável, pois foi constatado que o tempo entre falhas é alto, apesar do tempo de reparo também ser alto.

Na análise da UDG 01 da UTE de Anajás a maior criticidade do componente encontra-se entre 17,2323 e 24,87901. Esses valores são comparados com outras criticidades dos componentes de outros sistemas de geração e o *software* aponta o equipamento mais crítico dentre todos.

Cabe agora identificar o elemento mais crítico da UTE em análise, e para isso o *software* da metodologia aponta para o usuário o elemento responsável pelos desligamentos na usina em função do maior valor da criticidade dos componentes da usina, conforme mostrado na Tabela 4.10, que mostra a identificação do código do elemento responsável pelas falhas no sistema de geração em estudo.

Tabela 4.10. Identificação do código do elemento responsável pelo desligamento.

IDENTIFICAÇÃO DO CÓDIGO DO ELEMENTO							
Código do Elemento:	**01**	**ANJ**	**001**	**QCM**	**002**	**EXP**	**0003**
Sistema:	**Quadro de Comandos**						**QCM**
Subsistema:	**Quadro de Comandos Elétricos**						**002**
Componente:	**Excitatriz estática grande**						**EXP**
Elemento:	**Fusível**						**003**
Tipo de Falha:	**FFE**	**Tipo de Desligamento**		**Total**	**Potência (kW)**		**192**
Data da Última Ocorrência	**12/12/2008**	**Hora de Início:**		**10:31**	**Hora de Término:**		**11:05**

O código do elemento mais crítico aparece na Tabela 4.10 que indica como elemento crítico o subsistema quadro de comandos elétricos, cujo componente é a excitatriz estática do tipo pequena, e o elemento é o fusível de proteção da excitatriz, cujo código é 01ANJ001QCM002EXP0003. Este equipamento faz parte do sistema do quadro de comandos elétricos, que está inserido no componente quadro de comandos.

Ainda são apontados os tipos de falhas, de desligamento a potência gerada pela UDG no momento do desligamento, bem como o dia e a hora de início e término da anomalia.

Para as informações expostas pelo *software* para o usuário são ainda mostradas ações a serem tomadas como mostrado na Tabela 4.11 onde podem ser vistas as ações administrativas a serem realizadas pelos operadores dos turnos na usina.

Tabela 4.11. Ações administrativas a serem realizadas pelos operadores das usinas.

AÇÕES A SEREM TOMADAS
- Verificar: ✓ Verificar os alarmes no quadro de comandos que foram acionados; ✓ Anotar o horário de início da ocorrência no livro de ocorrências; ✓ Os níveis de tensão de AC e CC, na entrada e na saída da excitatriz; ✓ O fusível da excitatriz; ✓ O estado geral da UDG e realizar o escorvamento do gerador; ✓ O quadro de comando e realizar o teste de tensão nos componentes da excitatriz; - Proceder: ✓ Resetar os alarmes realizar a tentativa de colocar a UDG em operação; ✓ Realizar o sincronismo da UDGs. Caso a UDG responsável pelo desligamento não entre em operação, indisponibilizá-la para a operação e colocar outras UDGs para atender a demanda da usina. ✓ Caso as tensões de entrada e de saída estejam fora da faixa de 24 a 28 V a mesma deverá ser trocada por outra, caso a tensão esteja normal realizar os ajustes necessários; ✓ Se a anomalia não puder ser resolvida no UTE entrar em contato com a coordenação da equipe de manutenção da geração.

As ações a serem realizadas foram desenvolvidas considerando os procedimentos operacionais praticados pela empresa e tem participação dos responsáveis pela manutenção

dos equipamentos e pelos especialistas em manutenção. Essas ações foram repassadas para os operadores em forma de treinamentos, conforme mencionado anteriormente.

Outras orientações também são repassadas para as pessoas responsáveis pela manutenção, conforme pode ser visto na Tabela 4.12 que mostra algumas ações operacionais a serem realizadas no sistema de geração.

Tabela 4.12. Ações operacionais a serem realizadas.

AÇÕES OPERACIONAIS A SEREM REALIZADAS NO SISTEMA DE GERAÇÃO
Ações Operacionais: ✓ Indisponibilizar a unidade geradora para realização das inspeções e da manutenção; ✓ Registrar o fato no livro de ocorrências da usina e no mapa de operação da UTE; ✓ Caso a anomalia não possa ser resolvida na UTE, abrir o barramento da UDG, bloquear o disjuntor do quadro de comandos e pendurar avisos de equipamento indisponível; ✓ Comunicar o fato aos responsáveis pela manutenção dos equipamentos da usina; ✓ Abrir uma ordem de serviço;

Todo o equacionamento descrito no item 4.3.3, assim como a descrição dos componentes críticos pode ser encontrado nos dados mostrados na Figura 4.3, que mostra a janela do *software* Ciclo de Rotinas onde é possível realizar a determinação dos componentes críticos da usina.

Figura 4.3. Cálculo de criticidade do *software* Ciclo de Rotinas para as UDGs de Anajás.

Conforme pode ser visto na Figura 4.3 durante a determinação da criticidade são mostrados os relatórios de informações gerais da unidade geradora em que o componente crítico se encontra, de forma a situar o usuário quando a relação de dependência entre os componentes. Em outra aba é mostrada a definição das ocorrências e na aba seguinte o relatório contendo os resultados, podendo ser globais ou específicos, dos elementos mais críticos do sistema de geração, seguidos dos diagnósticos e prognósticos do fato e das ações a serem adotadas.

4.3.5. Indicadores de eficácia e continuidade

Alicerçados na metodologia utilizada para avaliação dos serviços de distribuição de energia elétrica e, partindo do princípio que a grande maioria das UTEs é utilizada, em serviço público, de geração de energia elétrica, os indicadores de eficácia e de continuidade (ABNT, 1994), devem atender a critérios semelhantes de duração da interrupção de fornecimento de energia e da frequência da interrupção, ou seja, o que se propõe é a criação de indicadores específicos para a avaliação da geração de energia elétrica de usinas.

Considerando que não existem, atualmente, na legislação brasileira indicadores específicos para a geração de energia, sugere-se a adoção de indicadores baseados na filosofia do ***DEC*** e ***FEC***, Equações (4.16) e (4.17), instituídos pela resolução 024/2000 e da ANEEL, ambos para a distribuição e transmissão de energia (ELETROBRÁS, 2011):

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{k} Ca(i) \cdot t(i)}{Cc} \qquad (4.16)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{k} Ca(i)}{Cc} \qquad (4.17)$$

onde: ***DEC*** é a duração equivalente de interrupção por unidade consumidora – UC, expressa em horas e centésimos de hora; ***FEC*** é a frequência equivalente de interrupção por UC, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções; ***Ca(i)*** é o número de UCs interrompidas em um evento (*i*), no período de apuração; ***t(i)*** é a duração de cada evento (i), no período de apuração; ***i*** é o índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais UCs; ***k*** é o número máximo de eventos no período considerado e ***Cc*** é o número total UCs, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

Para a metodologia Ciclo de Rotinas recomenda-se a utilização de indicadores específicos de continuidade e efetividade para a geração de energia, partindo de uma relação que usa com elementos os indicadores utilizados na distribuição e transmissão de energia.

As empresas geradoras de energia podem ser monitoradas através de índices de controle, chamados de duração e frequência de interrupção do sistema, em números absolutos de ocorrências – DIN e FIN, respectivamente, próprios para a geração de energia, os quais podem ser calculados pelas Equações (4.18) e (4.19), (SANTOS e NASCIMENTO, 1999):

$$DIN = DEC \cdot \eta \cdot C_{ESP} \quad (4.18)$$

$$FIN = FEC \cdot \eta \cdot C_{ESP} \quad (4.19)$$

Esses dois índices buscarão avaliar a continuidade e a frequência de interrupção dos sistemas das UTEs, podendo ser com turbinas a gás, a vapor ou com motores diesel.

4.4. Indicadores Econômicos de Manutenção

A análise de custo é dependente da existência de uma base de dados, que relaciona custos a alguns eventos indesejáveis de falha associado com o equipamento da usina termoelétrica, por exemplo, com motores diesel.

O total dos custos operacionais de uma usina termelétrica pode ser calculado pela soma destes custos, através da Equação (4.20):

$$\textit{Custo da Geração de Potência} = \textit{Custos Fixos} + \textit{Custos Variáveis} + \textit{Custos Administrativos} \quad (4.20)$$

Os custos fixos de operação e manutenção (O&M) estão relacionados à operação da usina de potência, independentemente da quantidade de energia gerada. Estes custos incluem salários dos operadores da planta, custos gerais (elementos consumíveis, material permanente, etc.) e de manutenção dos equipamentos (para procedimentos que não dependem do histórico do tempo operacional do equipamento), além dos custos com seguros de equipamentos, impostos e outras taxas operacionais.

Para a presente análise, os custos são divididos em três classes, como apresentado na Figura 4.4, o custo operacional fixo, o custo operacional variável e os custos imprevistos.

Os custos variáveis O&M incluem os custos que são dependentes da quantidade de energia gerada ou do histórico do tempo de operação do equipamento. Ambas as classes de custos dependem da política de manutenção aplicada nos equipamentos da usina termelétrica.
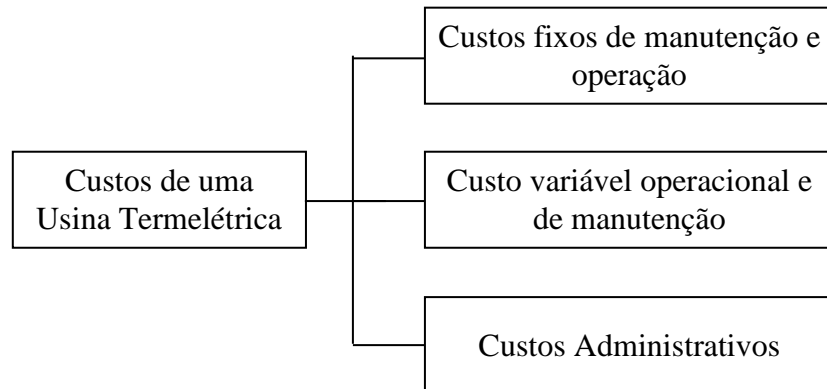
Figura 4.4. Custo de uma usina termelétrica.

Os custos administrativos estão relacionados aos gastos com pessoal, material, manutenção, incluindo as falhas inesperadas ocorridas nos equipamentos, que requerem ações corretivas da manutenção. Estes custos consideram peças sobressalentes, horas de trabalho, horas extras e custos de expressão monetária devido à falha do equipamento, principalmente o custo de perda de produção de energia ou outros insumos.

4.5.1. Custo da manutenção corretiva

Por outro lado, os custos comuns de manutenção corretiva incluem os custos de horas trabalhadas (homem x hora, obsolescência, etc.), peças sobressalentes (materiais novos e em estoque), e tempo de reparo do equipamento (disponibilidade percentual). O custo pode ser calculado usando a Equação (4.21):

$$CMC = \sum CF + \sum CAD + \sum CV \cdot TOU \qquad (4.21)$$

Onde: **CMC** é o custo total da manutenção corretiva; **ΣCF** é o somatório dos custos fixos da falha (custo de peças sobressalentes e de estoque); **ΣCAD** representa o somatório dos custos administrativos; **ΣCV,** representa o somatório dos custos variáveis por horas de tempo ocioso, incluindo trabalho realizado e pessoas envolvidas; **TOU** é o tempo ocioso da usina ou do equipamento em análise, (em fração de hora);

O custo de peças sobressalentes inclui o custo de matéria-prima, peças manufaturadas internamente, aquelas enviadas para reparos, peças de reposição, peças em estoque, materiais

consumíveis, aquisição e reparo de ferramentas comuns e especiais, uso e calibração periódica de equipamentos de testes, envio componentes e elementos para testes em laboratórios especiais. O custo de peças sobressalentes e matéria-prima são extraídos do inventário da manutenção e da operação da usina.

O tempo ocioso de uma usina inclui o tempo em que a planta esteve fora de operação devido a uma falha, desde o momento que ocorreu a falha até o retorno da operação. Este valor pode ser obtido pela disponibilidade percentual da usina, calculada pela Equação (18), mostrada anteriormente.

O custo do trabalho, ou seja, de desenvolvimento dos serviços de manutenção e operação, é um importante componente do custo da manutenção. Este é baseado na taxa horária para os diversos serviços desenvolvidos durante a conservação, hibernação e reativação dos equipamentos de uma usina.

A aferição dos custos dos serviços é feita pela avaliação dos resultados obtidos no encerramento das ordens de serviço e de manutenção previstas, planejadas e executados ao longo do tempo. Eles também devem atender as exigências dos acordos sindicais locais e das leis federais, variando de país a país.

4.5.2. Custo da perda de produção

O custo da perda de produção em um sistema de geração de energia pode ser estimado usando-se a Equação (4.22):

$$CPP = TOU \cdot PPE \cdot p\,, \tag{4.22}$$

onde: **CPP** é o custo da perda de produção de energia; **PPE** é a perda da produção de energia, em MWh e ***p*** é o preço de venda da eletricidade gerada, em R$/MWh.

A perda de produção deve ser calculada a partir dos dados de falha em componentes e equipamentos. A combinação do custo da perda de produção com o custo da manutenção resulta, no custo equivalente à consequência da falha, em valores monetários.

Para o mercado brasileiro de energia, a avaliação do custo da perda de produção devido à indisponibilidade da usina termoelétrica, conforme a Resolução Normativa 310/08 da ANEEL, depende de acordo bilateral entre as empresas geradoras de energia e a ANEEL. Estes acordos determinam os preços e volumes de venda da energia elétrica durante certo período. (ANEEL, 2012).

No caso de falha do equipamento, o desempenho da UTE pode ser afetado de diferentes formas. Se a oferta de energia é menor que o volume de vendas definido no acordo operativo da Resolução 310/08, a empresa geradora de eletricidade deve sofrer penalidades, incluindo o pagamento de multas ou redução do volume de vendas em contratos futuros. Estas penalidades afetam o custo da perda de produção e a disponibilidade percentual da usina.

4.5.3. Custos de manutenção

A metodologia Ciclo de Rotinas utiliza informações gerais dos custos, os quais podem ser previstos ou de execução. Os custos previstos são aqueles que se obtêm no momento em que se programa a execução de um serviço e os de execução são obtidos apoios a realização dos serviços de manutenção e que fazem parte do fechamento das ordens de serviço aberta na programação dos serviços, eles são:

- ✓ **Custo de Troca dos Equipamentos (C_{TE}):** destina-se a obter um subtotal dos componentes dos subsistemas que, a partir de uma investigação inicial, foi detectada a necessidade de troca. Estes custos surgem quando o usuário seleciona os componentes que devem ser substituídos. O cálculo básico deste custo é feito a partir do somatório da multiplicação dos valores unitários de cada componente que compõe o equipamento (V_{UC}) pela quantidade de componentes que serão trocados (Q_{CT}) durante os serviços, isto é, através da equação abaixo:

$$C_{TE} = \sum_{i=1}^{n} \left(V_{UC} \cdot Q_{CT}\right)_j \tag{4.23}$$

O C_{TE} será o primeiro subtotal analisado que deverá ser armazenado no banco de dados do programa Ciclo de Rotinas.

- ✓ **Custo de Funcionamento dos Equipamentos (C_{FE}):** este custo deve ser obtido pelos responsáveis pela manutenção e operação da usina e é calculado pelo somatório dos custos unitários de operação e de manutenção (energia elétrica, combustível, elementos consumíveis, serviços necessários, etc.) – (C_{UOM}), de cada componente que faz parte de um sistema durante o período de manutenção do elemento do componente (P_{ME}), como mostra a Equação (4.24):

$$C_{FE} = \sum_{i=1}^{n} \left(C_{UOM} \cdot P_{ME}\right)_j \tag{4.24}$$

O C_{FE} será o segundo subtotal analisado e armazenado no banco de dados do programa Ciclo de Rotinas.

- **Custo de Serviço de Terceiros (C_{ST}):** constituem todos os custos de contratação de serviços terceirizados para a realização dos serviços de inspeção e manutenção dos componentes dos subsistemas. Assim como os outros custos, este é calculado pelo somatório dos custos dos contratos firmados com as empresas terceirizadas (C_{CET}), multiplicado pela quantidade dos serviços terceirizados (Q_{SET}), conforme mostrado na Equação (4.25):

$$C_{ST} = \sum_{i=1}^{n} \left(C_{CET} \cdot Q_{SET} \right)_j \qquad (4.25)$$

O C_{ST} será o terceiro subtotal analisado e armazenado no banco de dados do programa Ciclo de Rotinas.

- **Custos Imprevistos (C_{IM}):** são todos os custos que venham a ocorrer durante a realização dos serviços de manutenção dos componentes e que não foram previstos no planejamento dos serviços. Estes custos são calculados pelo somatório dos recursos gastos fora do planejamento inicial (R_{FPI}), multiplicado pela quantidade dos recursos financeiros no planejamento da manutenção (Q_{RFP}), Equação (4.26):

$$C_{IM} = \sum_{i=1}^{n} \left(R_{FPI} \cdot Q_{RFP} \right)_j \qquad (4.26)$$

O C_{IM} será o quarto subtotal analisado e armazenado no banco de dados do *software* Ciclo de Rotinas.

- **Custo de Material de Consumo na Manutenção (C_{MCM}):** são os custos de todos os materiais necessários para o desenvolvimento das atividades de manutenção e de reativação das unidades geradoras que ficarem fora de operação, incluindo os produtos químicos utilizados durante os serviços. Este custo é calculado pelo somatório dos custos unitários de cada material de consumo (V_{UMC}) multiplicado pela quantidade do mesmo material utilizado (Q_{MCU}), Equação (4.27):

$$C_{MCM} = \sum_{i=1}^{n} \left(V_{UMC} \cdot Q_{MCU} \right)_j \qquad (4.27)$$

O C_{MCM} será o quinto subtotal analisado e armazenado no banco de dados do *software* Ciclo de Rotinas.

- ✓ **Custo de Pessoal da Usina (C_{CPU}):** são os custos que devem ser alocados com os funcionários próprios da usina. Estes custos são calculados pelo somatório dos valores unitários da hora de cada funcionário (V_{UHF}) multiplicado pelo número de horas para realização dos serviços de manutenção (N_{HRS}), Equação (4.28):

$$C_{CPU} = \sum_{i=1}^{n} \left(V_{UHF} \cdot N_{HRS}\right)_j \quad (4.28)$$

O C_{CPU} será o sexto subtotal analisado e armazenado no banco de dados do *software* Ciclo de Rotinas.

- ✓ **Custo Fixo de Funcionamento dos Componentes (C_{FC}):** são todos os custos de funcionamento dos componentes dos subsistemas da usina, envolvendo os valores fixos das áreas administrativas, técnicas e operacionais. Este custo deve ser calculado pelo somatório dos custos individuais de cada item necessário para o funcionamento dos componentes da usina (C_{IFC}) multiplicado pela quantidade de itens necessários para o funcionamento dos sistemas (Q_{INF}), como por exemplo, energia do escritório, computadores, material de escritório, etc., Equação (4.29):

$$C_{FC} = \sum_{i=1}^{n} \left(C_{IFC} \cdot Q_{INF}\right)_j \quad (4.29)$$

O C_{FC} será o sétimo subtotal analisado e armazenado no banco de dados do programa Ciclo de Rotinas.

O custo total dos serviços de manutenção (C_{TSM}) dos componentes de um subsistema do sistema de uma unidade geradora é calculado pelo somatório dos subtotais dos custos apresentados acima, conforme mostrado na Equação (4.30):

$$C_{TSM} = \sum_{i=1}^{n} \left(C_{TE} + C_{FE} + C_{ST} + C_{IM} + C_{MCM} + C_{CPU} + C_{FC}\right)_j \quad (4.30)$$

É importante ressaltar que, durante o desenvolvimento dos serviços de manutenção dos componentes dos subsistemas, os custos apresentados são parte do planejamento dos serviços, e que, para que possam ser feitas as comparações entre os custos reais, é necessário que se tenham outras informações dos índices comparativos e operacionais da usina, como por exemplo, o custo da energia gerada, o custo de depreciação das máquinas paradas, etc.

A Figura 4.5, mostra a janela para cálculo dos custos totais da manutenção, os quais são distribuídos em abas, de tal forma que todo e qualquer elemento substituído durante a

realização dos serviços manutenção podem ser quantificados, o que facilita o planejamento das ações de manutenção nos componentes do sistema de geração.

Figura 4.5. Janela do cálculo dos custos do *software* Ciclo de Rotinas para as UDGs de Anajás.

A janela da Figura 4.5 utiliza as informações do banco de dados de materiais, de funcionários, materiais, contratos com terceiros e serviços, sendo que todas as informações utilizadas devem ser previamente cadastradas na base de conhecimento do *software* desenvolvido.

Como resultado do planejamento da manutenção, conforme mostrado no Apêndice G, na janela da Figura 4.5 obtêm-se os custos da manutenção por tipo de serviço (periódico, intervalar, revisão parcial ou geral) a ser realizado e, no final das atividades, tem-se o custo total da manutenção.

No estudo de caso, Capítulo 6. ESTUDO DE CASO – UTEs COM MOTORES DIESEL, serão expostas as características e os resultados da implantação e das atividades da metodologia Ciclo de Rotinas nas usinas da concessionária do Estado do Pará.

Capítulo 5

FERRAMENTAS UTILIZADAS NA METODOLOGIA CICLO DE ROTINAS

Este capítulo mostra as características da utilização de técnicas de inteligência artificial na metodologia do Ciclo de Rotinas. É importante salientar que as ferramentas utilizadas foram aplicadas e/ou adaptadas, pelo autor na metodologia Ciclo de Rotinas.

Estas ferramentas também devem auxiliar na determinação dos pontos críticos dos sistemas e auxiliar na tomada de decisões gerenciais, formando uma base de conhecimento, de forma que se possa simular o comportamento dos sistemas, criando os seus diagnósticos e prognósticos operacionais, e propor as melhores decisões a serem tomadas para sanar os possíveis problemas para se atingir as metas e objetivos do sistema de geração de energia.

5.1. Lógica Fuzzy

A lógica Fuzzy é uma técnica utilizada na metodologia Ciclo de Rotinas, na qual são usados os processos e regras de produção *fuzzy* como auxílio na tomada de decisão de um evento, quando ocorre uma anomalia a partir de uma base de conhecimento não relacional.

Conforme ALMEIDA e EVSUKOFF (2003), o termo *fuzzy* ao ser traduzido da língua inglesa pode ter vários significados conforme o contexto de interesse, todavia, o conceito básico desta palavra passa sempre pelo vago, indistinto, incerto. Na área da engenharia,

embora ainda não seja uma unanimidade, a tradução para a língua portuguesa mais utilizada é de uma lógica nebulosa ou difusa.

Para Lolfti A. Zadeh (ZADEH, 2003) criador da lógica *Fuzzy*, deve-se considerar a lógica nebulosa não como uma simples teoria, mas como uma metodologia para generalizar qualquer teoria especifica, de um estado discreto a um estado contínuo, pelo processo de *fuzzificação*.

De acordo com MENDEL J. (1995) a lógica nebulosa tem como objetivo modelar o modo aproximado de raciocínio, permitindo o desenvolvimento de sistemas que imitem a habilidade humana de tomar decisões racionais em um ambiente de incerteza e imprecisão. Deste modo, a lógica nebulosa é uma ferramenta capaz de capturar informações imprecisas, em linguagem natural, e convertê-las em uma forma numérica.

Em seu trabalho SHAW (2002) enfatiza que em muitos momentos de decisão as informações encontram-se vagas e imprecisas, de modo a serem compreendidas unicamente por sua representação qualitativa. A lógica *fuzzy* trabalha as informações que se encontram indefinidas, traduzindo as expressões verbais, vagas, imprecisas e qualitativas, de categoria subjetiva, comuns na comunicação humana, em valores numéricos. Por isso, lida diretamente com a incerteza léxica. Os aspectos imprecisos no raciocínio lógico utilizado pelos seres humanos são contemplados pela lógica *fuzzy*.

> Conforme afirma SHAW e SIMOES (2002), p. 16: *"a lógica fuzzy é uma forma de gerenciamento de incertezas, através da expressão de termos com um grau de certeza, num intervalo numérico [0,1], onde a certeza absoluta é representada pelo valor "1"."*

Para que a lógica humana seja implementada em soluções de engenharia é preciso que se construa um modelo matemático. A lógica *fuzzy* tem sido desenvolvida como um modelo matemático que permite a representação das decisões humanas e processos de avaliação na forma de algoritmo. Entretanto, há limites ao que a lógica *fuzzy* pode fazer. A fantasia e a criatividade são exemplos do que a lógica *fuzzy* não pode fazer. Entretanto, a lógica *fuzzy* pode apresentar solução para casos não previstos nas regras, mas que tem sido definido para casos ou situações similares.

Desse modo, a lógica *fuzzy* diferencia-se da probabilidade, pois lida com a incerteza da definição do próprio evento, enquanto que a teoria da probabilidade lida com a incerteza da ocorrência de certo evento ocorrer. A teoria da probabilidade não deve ser usada para eventos cuja combinação de categorias subjetivas em processos de tomada de decisão humana que não seguem um princípio de regras bem estabelecidas (SHAW 2002).

5.1.1. Raciocínio fuzzy

O raciocínio *fuzzy* também conhecido como raciocínio aproximado, pode ser dividido em cinco etapas, a saber:

- Transformação das variáveis do problema em valores *fuzzy*, este processo é chamado de *fuzzificação*;
- Aplicação dos operadores *fuzzy* lógicos para cada problema;
- Aplicação da implicação, ou seja, criar pesos e um conjunto de regras para a comunicação sináptica entre as funções;
- Combinação de todas as saídas *fuzzy* possíveis para solucionar um problema;
- Transformação do resultado *fuzzy* em um resultado nítido seguindo de ações a serem adotadas, este processo é conhecido como *defuzzificação*.

No primeiro passo, para cada valor de entrada associamos uma função de pertinência, que permite obter o grau de verdade da proposição:

- Determinar o grau de pertinência de cada conjunto (proposição);
- Limitar o valor da entrada de todos os parâmetros entre 0 (zero) e 1 (um);

O segundo passo é aplicar os operadores *fuzzy*, assim como os operadores da lógica nítida. Os operadores usados na lógica nebulosa são AND e OR, conhecidos como operadores de relação. Na lógica difusa são utilizados para definir o grau máximo e mínimo de pertinência do conjunto.

O terceiro passo é aplicar o operador de implicação, usado para definir o peso no resultado e remodelar a função, ou seja, o terceiro consiste em criar a hipótese de implicação, como no exemplo abaixo:

A carga é baixa **OU** o consumo de combustível é alto **ENTÃO** o consumo de específico é alto.

No quarto passo ocorre à combinação de todas as saídas em um único conjunto fuzzy, algo semelhante ao processo de união e intersecção, na teoria dos conjuntos abruptos.

O quinto e último passo no processo do raciocínio fuzzy, é a “defuzzyficação” que consiste em retornar os valores, obter um valor numérico dentro da faixa estipulada pela lógica fuzzy (SHAW 2002).

5.1.2. Regras de produção fuzzy

O modo mais comum de armazenar informações em uma base de conhecimento *fuzzy*, conforme ALMEIDA e EVSUKOFF, 2003 são as representações por meio de regras de produção *fuzzy*. As regras de produção normalmente são compostas de duas partes principais:

SE < *situação* > ENTÃO < *ação* >

A parte **SE** da regra descreve a *situação*, ou situações para as quais são designadas e a parte **ENTÃO** descreve a *ação* do sistema *fuzzy* para tender as situações de entrada do mesmo.

A "*situação*", parte **SE** da regra, compõe um conjunto de condições que, quando satisfeitas, mesmo parcialmente, determinam o processamento da "*ação*", parte **ENTÃO** da regra, através de um mecanismo de inferência *fuzzy*, ou seja, dispara uma regra.

Por sua vez, a "*ação*[2]" compõe um conjunto de ações ou diagnósticos que são gerados com o disparo da regra. As "*ações*" das regras disparadas são processadas em conjunto e geram uma resposta quantitativa para cada variável de saída do sistema.

5.1.3. Processo fuzzy

Com base na função *fuzzy* de eventos históricos (H_X) que ocorreram nas unidades geradoras das UTEs, agrupados em categorias e de acordo com a base de conhecimentos do *software* do ciclo de rotinas, é possível formar uma listagem básica para treinamento de redes neurais para cada categoria de eventos, visando o desenvolvimento de prognósticos do sistema de geração e adaptação de planos para a manutenção das unidades geradoras.

Assim como a codificação operacional dos sistemas, cada um dos elementos que compõe os subsistemas recebeu também um valor de classificação inicial de criticidade – C_E, a fim de facilitar o seu acompanhamento quando em operação, formando o banco de dados de materiais do método.

Este valor foi ajustado conforme a obtenção da função de histórico de operação das UDGs, tendo o seu valor inicial variando entre 01 (menos crítico) e 10 (mais crítico), em função da extensão do problema para a empresa ou sistema de geração, devido à parada do equipamento ou do grupo gerador, conforme mostrado na Tabela 5.1, que mostra a classificação dos elementos críticos do sistema de geração.

---

[2] Já a *ação* é chamada de *consequente*, composto por um conjunto de ações ou diagnósticos.

Tabela 5.1. Classificação dos elementos críticos dos sistemas.

CE	Descrição	
10	Muito crítico	O sistema para por um longo tempo (mais de um mês) se ele não estiver funcionando corretamente e depende de manutenção corretiva ou programada para o seu restabelecimento;
9		O sistema para por um longo tempo (mais de duas semanas) se ele não estiver funcionando corretamente e depende de manutenção corretiva ou programada para o seu restabelecimento;
8		O sistema para por um longo tempo (mais de uma semana) se ele não estiver funcionando corretamente e depende de manutenção programada para o seu restabelecimento;
7		O sistema para por um longo tempo (mais de três dias) se ele não estiver funcionando corretamente e depende de manutenção corretiva programada para o seu restabelecimento;
6	Crítico	O sistema para por um médio tempo (mais de um dia) se ele não estiver funcionando corretamente e depende de manutenção corretiva não programada para o seu restabelecimento;
5		O sistema para por um médio tempo (mais de doze horas) se ele não estiver funcionando corretamente e depende de manutenção corretiva não programada para o seu restabelecimento;
4		O sistema para por um médio tempo (mais de quatro horas) se ele não estiver funcionando corretamente e depende de manutenção corretiva não programada para o seu restabelecimento;
3	Necessário	O sistema para por um pequeno tempo (mais de uma hora) se ele não estiver funcionando corretamente e depende de manutenção corretiva não programada para o seu restabelecimento;
2		O sistema não para ou fica operando com restrição por alguns dias até que seja realizada manutenção corretiva programada com substituição de componente;
1		O sistema não para ou fica operando com restrição por algumas horas até que seja realizada a manutenção corretiva programada para a substituição de componente.

Fonte: SANTOS e NASCIMENTO (2009).

Na metodologia “Ciclo de Rotinas” todas as ocorrências que impediam o funcionamento normal dos sistemas das unidades geradoras foram registrados na base de conhecimento do *software* desenvolvido. Nele é possível se fazer um diagnóstico das condições operacionais das mesmas, incluindo o tempo de operação delas em relação ao plano de manutenção, fornecendo subsídios para a antecipação ou postergação da manutenção no equipamento.

Optou-se por variar o nível de criticidade de 01 (menos crítico) a 10 (mais crítico) em função da extensão do problema causado pelo componente no sistema de geração, devido à parada do equipamento ou a instalação de um novo componente.

A C_E é definida pelo PCM (Planejamento e Controle da Manutenção) quando o material ou equipamento é cadastrado no *software* Ciclo de Rotinas.

5.1.4. Algoritmo para criação de uma árvore de decisão

Possuindo as informações da base de conhecimentos da unidade geradora, com os dados do sistema e do subsistema, inicia-se a fase de procura pelo código de falha. Será

apresentada ao usuário uma série de perguntas estruturadas por meio de uma técnica inteligente, nesta tese, a ferramenta utilizada árvores de decisão, até que o sistema possa chegar ao resultado, neste caso, a solução encontrada.

Uma árvore de decisão é uma representação simples de um classificador, utilizada por diversos sistemas de aprendizado de máquina de inferência. Ela é induzida a partir de um conjunto de exemplos de treinamento onde as classes são previamente conhecidas. A estrutura da árvore é organizada de tal forma que:

a) Cada nó interno (nó folha) é rotulado com o nome de um dos atributos previsores;
b) Os ramos (ou arestas) saindo de um nó interno são rotulados com valores do atributo naquele nó;
c) Cada folha é rotulada com uma classe, a qual é a classe prevista para exemplos que pertençam àquele nó folha.

O processo de classificação de um exemplo ocorre fazendo aquele exemplo "caminhar" pela árvore, a partir do nó raiz, procurando percorrer os arcos que unem os nós, de acordo com as condições que estes mesmos arcos representam. Ao atingir um nó folha, a classe que rotula aquele nó folha é atribuída àquele exemplo.

No espaço definido pelos atributos, cada nó folha corresponde a uma região, um hiper-retângulo, onde a interseção dos hiper-retângulos é o conjunto vazio e a união destes hiper-retângulos é o espaço completo. Sob este ponto de vista, um disjunto nada mais é do que um hiper-retângulo.

Um algoritmo para indução de árvores de decisão trata-se de um exemplo de algoritmo de estrutura TDIDT – *Top-Down Induction of Decision Trees* (Introdução da árvore de decisão de cima para baixo). Este algoritmo utiliza a estratégia "dividir para conquistar", ou seja, um problema complexo é decomposto em subproblemas mais simples, conforme a metodologia *Kaizen*.

Entretanto, a árvore assim construída pode estar ajustada demais (*overfitted*) aos dados de treinamento. Uma árvore de decisão *A* estará ajustada demais aos dados se existir uma árvore *A*' tal que *A* tem menor erro que *A'* no conjunto de treinamento, porém *A'* tem menor erro no conjunto de teste.

Para corrigir o fato de uma árvore estar ajustada demais, deve-se executar um procedimento de poda da árvore, como será explicado posteriormente. Antes disso, porém, serão apresentados os principais conceitos usados na construção da árvore.

O passo principal de um algoritmo que constrói uma árvore de decisão é a escolha de um atributo para rotular o nó atual da árvore. Deve-se escolher o atributo que tenha o maior

poder de discriminação entre as classes para os exemplos no nó atual, como por exemplo, as causas de desligamento de um sistema de geração. Para isso, deve-se utilizar uma medida de poder de discriminação de classes.

O processo de formação da árvore de decisão começa com a definição de que atributo será o nó inicial da árvore (também chamado de nó raiz). Para isso, deve-se calcular o Índice de Desordem do Sistema – I_{DS} ou a sua entropia (conceito utilizado por MITCHELL, T. (1997) para determinar o fator de incidência de cada atributo não decisivo em relação ao decisivo) do atributo decisivo da coleção de dados determinados por um equacionamento matemático que representa a distribuição do atributo.

Em seu trabalho MITCHELL, T. (1997) utiliza o conceito de entropia como sendo uma medida bem definida da desordem ou da informação encontrada nos dados, neta tese este conceito é aplicado ao Índice de Desordem do Sistema – I_{DS}. A construção de uma árvore de decisão é guiada pelo objetivo de diminuir a entropia. A introdução do I_{DS} no processo de construção de árvores de decisão visa à criação de árvores menores e mais eficazes na classificação.

A forma de obtenção do I_{DS} é dada por:

- T = PE ∪ NE onde PE é o conjunto de exemplos positivos e NE é o conjunto de exemplos negativos;
- p = |PE| e n = |NE|, onde |PE| e |NE| representam a cardinalidade de PE e NE respectivamente;
- Para cada nó da árvore serão determinadas as probabilidades de um exemplo pertencente àquele nó ser um exemplo positivo ou negativo, calculadas como *p/(p+n)* e *n/(p+n)*, respectivamente.

Assim, o índice de desordem do sistema é definido pela quantidade de informação necessária para decidir se um exemplo pertence a PE ou a NE, segundo a Equação (5.6).

$$I_{DS}(p,n) = -\frac{p}{p+n}\cdot\log_2\frac{p}{p+n} - \frac{n}{p+n}\cdot\log_2\frac{n}{p+n} \quad \begin{cases} \text{Para } p \neq 0; \\ n \neq 0; \\ \text{Caso contrário:} \\ I_{DS}(p,n) = 0 \end{cases} \tag{5.6}$$

É possível perceber que o $\mathbf{I_{DS}}$ ***(p,n)*** depende apenas dos valores de *p* e de *n* (A Equação (5.6) assume que há apenas duas classes, mas ela pode ser facilmente generalizada para o caso de K classes, com K > 2).

O processo de cálculo do $\mathbf{I_{DS}}$ ***(p,n)*** começa com a seleção distinta dos valores do atributo decisivo. Então se calcula a quantidade de vezes que cada um desses valores ocorre dentro da coleção.

Apos obtido o valor do $\mathbf{I_{DS}}$ ***(p,n)*** do atributo decisivo deve-se calcular o valor de Gainf (Ganho de Informação) para cada atributo não decisivo (A_1, A_2, A_3, A_4, A_5, A_6, A_7, A_8, A_9 e A_{10}) determinado pela Equação (5.7). Portanto, o atributo não decisivo que possuir maior valor de ganho de informação Gainf será considerado o atributo inicial da árvore.

Se o atributo X com um domínio {v_1, ... , v_N} é usado como raiz da árvore de decisão, a árvore terá então N partições de T, {T_1, ... , T_N}, onde T_i conterá aqueles exemplos em T que possuam o valor v_i de X. Dado que T_i contém p_i exemplos de PE (positivos) e n_i exemplos de NE (negativos), a expectativa de informação requerida para a subárvore T*i* é dado pelo $\mathbf{I_{DS}}$ ***(pi,ni)***.

A medida de ganho de informação, Gainf(X), obtida pela partição associada com o atributo em X, é dada pela Equação (5.7).

$$Ga\inf(X) = I_{DS}(p,n) - \sum_{i=1}^{N}\left(\frac{(p_i + n_i)}{(p+n)} \cdot I_{DS}(p_i, n_i)\right) \qquad (5.7)$$

O ganho de informação mede a redução do índice de desordem do sistema causada pela partição dos exemplos de acordo com os valores do atributo. Ou seja, o ganho de informação representa a diferença entre a quantidade de informação necessária para uma predição correta e as correspondentes quantidades acumuladas dos segmentos resultantes após a introdução de um novo teste para o valor de determinado atributo.

5.1.5. Aplicação e montagem da árvore de decisão

Na montagem da árvore de falhas foram utilizadas as regras de produção fuzzy, aliado ao modelo de inferência de Mamdani, descrito no Apêndice F, de forma a isolar o código de falha mais crítico de um conjunto de anomalias e indicar a melhor solução para sanar uma anomalia no sistema de geração.

Em função da grande quantidade de possibilidades de análise que pode ser feita em um sistema de geração, será usado um exemplo das anomalias ocorridas em uma usina termelétrica com motores diesel para ilustrar a aplicação da metodologia.

A análise inicia pelo levantamento das ocorrências em um determinado período, sendo que para cada ocorrência é apresentada um conjunto de possibilidades ou soluções.

Quando ocorre uma anomalia, durante a análise, são feitas algumas perguntas, as quais são respondidas pelo usuário (usuário deve responder “SIM” ou “NÃO” para cada tipo de anomalia). Chega-se assim ao resultado, onde é informado um tipo e/ou código para reparo relativo ao procedimento de manutenção e administrativo a ser utilizado pelos técnicos.

Na metodologia Ciclo de Rotinas, utilizou-se uma função de busca sobre a base de conhecimento que é estruturada a partir de uma árvore de decisão. Por meio da interação com o usuário através de perguntas sobre os sintomas apresentados pelos sistemas da UDG. O sistema chega a um conjunto pré-determinado e restrito de causas para a falha apontada, podendo até serem mensurados os respectivos índices de possibilidade de falha.

Ao invés de se apresentar todas as possíveis causas das falhas avalia-se o sistema especialista avalia o histórico das falhas e inicia a busca da solução por um processo iterativo em uma árvore por nível onde se considera a sequência dos valores considerando a quantidade de ocorrências provocadas pelo equipamento em ordem decrescentes do fator de certeza, isto é, o grau que mensura o nível de confiabilidade entre as causas e a solução, e pelo nível de facilidade na manutenção e acesso.

Por exemplo, se houvesse dez maiores possibilidades de causas para um desligamento nos sistemas das UDGs em 2008, onde pode se observar os tipos e a classificação das causas de desligamentos, as possíveis causas seriam apresentadas diretamente ao usuário em ordem decrescente de ocorrências, tendo a indicação percentual de suas respectivas possibilidades na causa da falha, conforme apresentado na Tabela 5.2, que mostra a causa dos desligamentos nas usinas do sistema isolado no Estado do Pará em 2008.

Tabela 5.2. Causas dos desligamentos nas usinas no estado do Pará em 2008.

DESLIGAMENTOS NAS USINAS DO SISTEMA ISOLADO EM 2008		
Causas	**Descrição**	**Percentual de Ocorrência**
A_1	Falha na Estabilidade / Falha na RDU	15,90
A_2	Sistema de Arrefecimento	15,81
A_3	Indisponibilidade de Geração de Energia	15,69
A_4	Sistema de Proteção do Motor	13,77
A_5	Painel Elétrico ou Quadro de Comandos	9,16
A_6	Operação (Sincronismo)	6,28
A_7	Sistema de Alimentação de Combustível	4,95
A_8	Sistema de Transformação	3,45
A_9	Avaria do Alternador Elétrico (Gerador)	2,95
A_{10}	Sistema de Lubrificação	2,16

O percentual das ocorrências, mostrado na Tabela 5.2, são obtidos em relação aos valores totais dos desligamentos de um determinado período de estudos, neste caso em 2008.

Para um usuário, sem o devido conhecimento, seria óbvio imaginar que os desligamentos nas usinas, em 2008, deveriam ocorrer na mesma sequência das causas descritas na Tabela 5.2, sendo as causas A_1, A_2 e A_3 as que deveria ser tratadas ou receber mais atenção por parte dos responsáveis pela manutenção.

Contudo, se for feita uma análise das causas dos desligamentos ocorridos na UTE de Anajás em 2008 e com esses dados construir uma árvore de decisão com as causas que mais ocorreram no sistema, visando à tomada de decisão para definir quais as causas seriam programadas para serem sanadas inicialmente, se chegará a um resultado diferente do apresentado na Tabela 5.2.

Conforme descrito no item anterior e também no Apêndice E, utilizando-se as informações dos desligamentos, é possível montar a Tabela 5.3 que mostra o exemplo de atributo decisivo chamado de “DESL” para ocorrência dos tipos de desligamento em UTEs. Este atributo tem como base os tipos desligamentos na UTE de Anajás em 2008.

Tabela 5.3. Informações de ocorrências em equipamentos na UTE de Anajás em 2008.

CAUSAS DOS DESLIGAMENTOS											
A_1	**A_2**	**A_3**	**A_4**	**A_5**	**A_6**	**A_7**	**A_8**	**A_9**	**A_{10}**	**Quantidade**	**DESL**
NÃO	NÃO	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	5	FFE
NÃO	SIM	SIM	SIM	SIM	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	SIM	6	FOS
SIM	NÃO	NÃO	SIM	SIM	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	5	FAI
NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	1	FQE
NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	1	FME
NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	1	FAM
NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	1	FCC
NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	1	FIS
NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	1	FMA
NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	2	FIG

Os atributos decisivos DESL utilizados na Tabela 5.3. É importante que para cada atributo decisivo exista um ou mais procedimentos de manutenção para sanar algum tipo de anomalia causado.

Além dos procedimentos devem também ser cadastradas na base de conhecimento do Ciclo de Rotinas as ações administrativas, as quais devem ser utilizadas sempre que necessário, como por exemplo, indisponibilizar uma unidade geradora para que seja realizada uma inspeção, após a ocorrência de uma anomalia, antes da liberação da UDG para operação normal.

Conforme poder ser contatado na Tabela 5.3, a quantidade total de ocorrências na UTE de Anajás é igual a 19, assim calculando a $\mathbf{I_{DS}}$ $\boldsymbol{(p,n)}$ para a causa A_3, vem:

$$I_{DS}(p,n) = -\left[\left(\frac{5}{10}\right)\cdot\log_2\left(\frac{5}{10}\right)\right] - \left[\left(\frac{6}{10}\right)\cdot\log_2\left(\frac{6}{10}\right)\right] - \left[\left(\frac{5}{10}\right)\cdot\log_2\left(\frac{5}{10}\right)\right] - \ldots$$

$$-\left[\left(\frac{1}{10}\right)\cdot\log_2\left(\frac{1}{10}\right)\right] - \left[\left(\frac{1}{10}\right)\cdot\log_2\left(\frac{1}{10}\right)\right] - \left[\left(\frac{1}{10}\right)\cdot\log_2\left(\frac{1}{10}\right)\right] - \left[\left(\frac{1}{10}\right)\cdot\log_2\left(\frac{1}{10}\right)\right] - \ldots$$

$$-\left[\left(\frac{1}{10}\right)\cdot\log_2\left(\frac{1}{10}\right)\right] - \left[\left(\frac{1}{10}\right)\cdot\log_2\left(\frac{1}{10}\right)\right] - \left[\left(\frac{2}{10}\right)\cdot\log_2\left(\frac{2}{10}\right)\right]$$

Logo:

$\mathrm{I}_{\mathrm{DS}}\ (\mathrm{p,n}) = 3{,}9$

Para calcular o valor do ganho de informação (Gainf) foram selecionados os valores distintos de cada atributo não decisivo (p,n), e contadas as quantidades de vezes que cada um desses valores ocorreram em relação ao atributo decisivo, calculando-se também a sua entropia, como segue:

- Valores distintos para A_3: (SIM, NÃO);
- Quantidade de ocorrências para (SIM, NÃO): (3, 7).

$$I_{DS}(SIM) = \frac{SIM}{FFE} = 0{,}763; \frac{SIM}{FOS} = 0{,}863; \frac{SIM}{FAI} = 0; \frac{SIM}{FQE} = 0; \frac{SIM}{FME} = 0;$$

$$\frac{SIM}{FAM} = 0; \frac{SIM}{FCC} = 0; \frac{SIM}{FIS} = 0; \frac{SIM}{FMA} = 0; \frac{SIM}{FIG} = 0{,}5$$

Sendo assim:

$I_{DS}(SIM) = 2{,}126$

$$I_{DS}(NÃO) = \frac{NÃO}{FFE} = 0; \frac{NÃO}{FOS} = 0; \frac{NÃO}{FAI} = 0{,}763; \frac{NÃP}{FQE} = 0{,}333; \frac{NÃO}{FME} = 0{,}333;$$

$$\frac{NÃO}{FAM} = 0{,}333; \frac{NÃO}{FCC} = 0{,}333; \frac{NÃO}{FIS} = 0{,}333; \frac{NÃO}{FMA} = 0{,}333; \frac{NÃO}{FIG} = 0$$

Deste modo:

$I_{DS}(NÃO) = 2{,}761$

O cálculo do ganho de informação para A_3 será:

$$Ga\inf(S,A_3)=1-\left(\frac{5}{3}\cdot I_{DS}\left(\frac{FFE}{SIM}\right)\right)+\left(\frac{6}{3}\cdot I_{DS}\left(\frac{FOS}{SIM}\right)\right)+\frac{5}{7}\cdot I_{DS}\left(\frac{FAI}{SIM}\right)++\frac{1}{7}\cdot I_{DS}\left(\frac{FQE}{SIM}\right)+\ldots$$

$$\frac{1}{7}\cdot I_{DS}\left(\frac{FME}{SIM}\right)+\frac{1}{7}\cdot I_{DS}\left(\frac{FAM}{SIM}\right)+\frac{1}{7}\cdot I_{DS}\left(\frac{FCC}{SIM}\right)+\frac{1}{7}\cdot I_{DS}\left(\frac{FIS}{SIM}\right)+\frac{1}{7}\cdot I_{DS}\left(\frac{FMA}{SIM}\right)+\left(\frac{2}{7}\cdot I_{DS}\left(\frac{FIG}{SIM}\right)\right)$$

$$Ga\inf(S,A_3)=1-\left(\left(\frac{5}{3}\cdot 0{,}763\right)+\frac{6}{3}\cdot 0{,}863\right)+\frac{5}{7}\cdot 0+\frac{1}{7}\cdot 0+\frac{1}{7}\cdot 0+\frac{1}{7}\cdot 0+\frac{1}{7}\cdot 0+\frac{1}{7}\cdot 0+\frac{1}{7}\cdot 0+\frac{2}{7}\cdot 0{,}5$$

$$Ga\inf(S,A_3)=4{,}497$$

O mesmo processo e realizado para o cálculo do ganho de informação efetuado para a causa do desligamento A_3 foi feito para os demais atributos e causa "DESL" onde foram obtidos os resultados mostrados na Tabela 5.4, onde podem ser vistos os resultados do ganho de informação para as outras causas dos desligamentos ocorridos na UTE de Anajás em 2008:

Tabela 5.4. Resultados do ganho de informação para as outras causas de desligamento.

CÁLCULO DAS ÍDICES DE DESORDEM E GANHO DE INFORMAÇÕES			
Causas	**I_{DS} (SIM)**	**I_{DS} (NÃO)**	**Gainf**
A_1	0,333	4,554	3,518
A_2	0,863	4,024	3,382
A_3	2,126	2,761	4,136
A_4	2,389	2,498	4,418
A_5	3,055	1,832	4,484
A_6	1,859	2,528	4,033
A_7	1,626	3,261	4,036
A_8	0,333	4,554	3,866
A_9	0,863	4,024	3,866
A_{10}	0,333	4,554	3,382

O atributo "A_5" possui o maior valor de "Gainf", logo ele será o atributo usado como nó inicial da árvore. Determinado o nó inicial da árvore, o próximo passo é definir a primeira ramificação que a árvore vai sofrer. Para isso, devem-se selecionar os diferentes valores possíveis para o atributo considerado como no inicial da árvore, conforme Tabela 5.3, o atributo A_5 possui 02 valores distintos (SIM, NÃO) e para cada um desses valores deve-se criar uma ramificação.

O passo seguinte é saber qual é o próximo nó a ser gerado para cada uma das novas ramificações existentes. Para isto, deve-se agora considerar cada subconjunto gerado pelo valor dos atributos do nó raiz, conforme as Tabela 5.5 e Tabela 5.6.

Tabela 5.5. Subconjuntos gerados pelo nó A4 com valor SIM.

CAUSAS DOS DESLIGAMENTOS											
A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6	A_7	A_8	A_9	A_{10}	Quantidade	DESL
NÃO	NÃO	SIM	SIM	SIM	SIM	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	5	FFE
NÃO	SIM	SIM	SIM	SIM	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	SIM	6	FOS
SIM	NÃO	NÃO	SIM	SIM	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	5	FAI

Tabela 5.6. Subconjuntos gerados pelo nó A4, com valor NÃO.

CAUSAS DOS DESLIGAMENTOS											
A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6	A_7	A_8	A_9	A_{10}	Quantidade	DESL
NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	1	FQE
NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	1	FME
NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	1	FAM
NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	1	FCC
NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	1	FIS
NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	1	FMA
NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	SIM	NÃO	NÃO	NÃO	NÃO	2	FIG

Para a ramificação que ainda não esteja perfeitamente classificada deve-se determinar qual o próximo atributo que deve ser conectado à ramificação. Efetuando os mesmos cálculos sobre a coleção de dados representados pelas Tabela 5.5 e Tabela 5.6, chega-se aos seguintes valores mostrados na Tabela 5.7 de Gainf para os atributos restantes.

Tabela 5.7. Resultados do ganho de informação a partir do nó raiz.

CÁLCULO DAS ENTROPIAS E GANHO DE INFORMAÇÕES			
Causas	I_{DS} (SIM)	I_{DS} (NÃO)	Gainf
A_1	0,333	4,554	3,144
A_2	0,863	4,024	2,992
A_3	2,126	2,761	3,830
A_4	2,389	2,498	4,143
A_6	1,859	2,528	3,716
A_7	1,626	3,261	3,719
A_8	0,333	4,554	3,531
A_9	0,863	4,024	3,531
A_{10}	0,333	4,554	2,992

De acordo com os valores calculados o atributo com maior valor de Gainf é o atributo A_4. Caso exista mais de um atributo com o mesmo valor de Gainf, o sistema dará preferência ao atributo que tiver o maior valor de criticidade ou maior número de ocorrência em um determinado período, ou o que for priorizado e informado pelo usuário do sistema.

Com os resultados dos desligamentos ocorridos nas usinas da concessionária em 2008 apresentados na Tabela 5.2, um usuário do sistema procuraria a causa mais provável da falha nas UTEs, que seria em primeiro lugar, a alternativa A_1, ou seja, falhas referentes estabilidade ou falha na rede de distribuição da usina, pois a mesma apresenta maior percentual de ocorrências.

Contudo, o percentual de ocorrências avalia os resultados de forma geral, a fim de particularizar o isolamento da falha para cada usina e usando a técnica da árvore de decisão, o usuário é levado diretamente a testar a causa com maior probabilidade de ocorrência, neste caso a causa A_5, isto é, falhas nos painéis elétricos ou quadro de comandos, para a UTE de Anajás em 2008. Logo após o sistema especialista indica que os responsáveis pela manutenção devem dar atenção a causa A_4, ou seja, falhas nos sistemas de proteção dos motores.

Assim, fica facilitado trabalho do responsável pela programação da manutenção, pois baseado nas informações da base de conhecimento e com as informações cruzadas com o histórico de falhas das UDGs, ele saberá qual a causa e o tipo de falha mais crítica, para cada usina cadastrada, apresentando ainda os procedimentos a serem aplicados em cada caso, propiciando um ganho de tempo valioso na isolação da falha e na execução das atividades de manutenção.

Aos que estão em treinamento ou tem pouca experiência, o sistema se mostra mais amigável, não levando o usuário a ter que tomar decisões que podem atrasar mais ainda o diagnóstico da falha ou encarecer o custo da manutenção. Não obstante, as outras possibilidades de causas de falhas por desligamentos nos sistema de geração, não tão prováveis também podem ser investigadas.

Através dos dados contidos na Tabela 5.3 chegou-se na representação gráfica da árvore de decisão, onde nem todos os atributos envolvidos estão presentes. Isto ocorre devido à forma com que os dados estão dispostos na base de dados, isto é, conforme os dados sofram modificações ou tenha novas inclusões, a árvore poderá ganhar mais níveis e consequentemente mais nós.

Ao detectar uma falha o sistema busca indicar o tipo e sua criticidade para o sistema de geração, e disponibiliza um botão de acesso onde o usuário poderá consultar os manuais dos fabricantes dos equipamentos ou os procedimentos de manutenção com as informações de reparo necessárias para o diagnóstico e prognóstico da anomalia.

A Figura 5.1 mostra o exemplo da árvore de decisão gerada com informações dos desligamentos na UTE de Anajás em 2008.
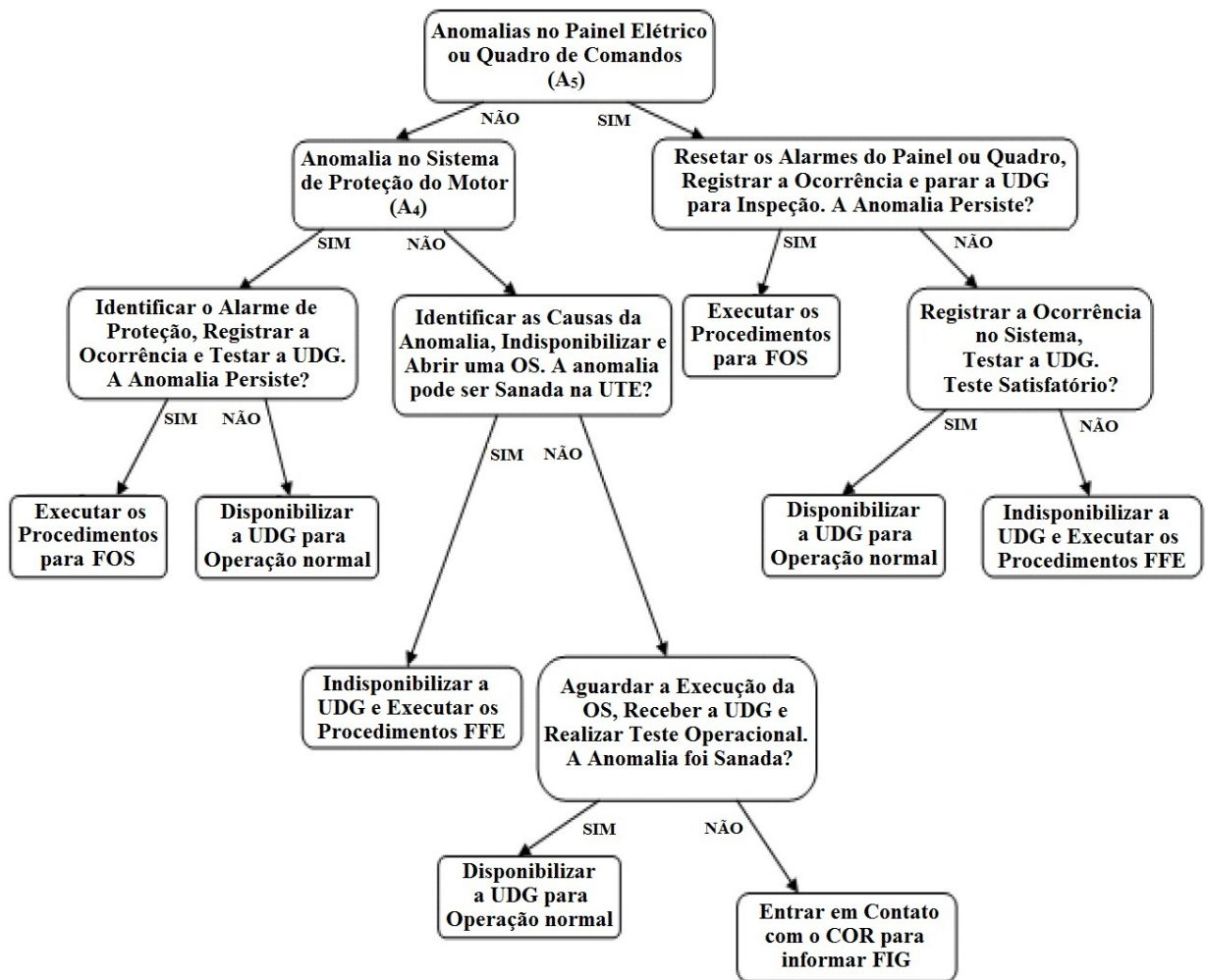
Figura 5.1. Exemplo de árvore de decisão gerada para os desligamentos na UTE de Anajás.

Na árvore de decisão, Figura 5.1, pode ser percebida que foram utilizadas informações referentes aos procedimentos de manutenção e operacionais, juntamente com ações administrativas praticadas pelas empresas.

A árvore de decisão mostrada na Figura 5.1 é um exemplo da lógica *fuzzy* utilizada na base de conhecimento do *software* Ciclo de Rotinas, sendo possível simular e analisar uma grande quantidade de possibilidades de anomalias nos sistemas de geração de energia.

Contudo a criação da árvore de decisão depende da obtenção das informações precisas dos fatos ocorridos, bem como de um histórico representativo das ocorrências, ou seja, se em um sistema de geração não forem disponibilizadas e interpretadas às informações de forma correta, a árvore de decisão pode levar os responsáveis pela manutenção a se concentrar em falhas que não sejam as mais críticas, fazendo com que ocorra uma perda significativa de tempo e de recursos.

5.2. Redes Neurais

De acordo com TORRES (2008) uma rede neural artificial é estrutura de processamento de informação não algorítmica na forma de gráfico direcionado, onde cada nó, denominado neurônio, possui muitas entradas e um único sinal de saída que pode ser desmembrado. O processamento de cada nó depende exclusivamente de suas entradas e dos valores acumulados em uma pequena memória local.

Para VAN ROOIJ *et. al.*, (1996) as redes neurais, como a maioria das ferramentas de IA, são modelos computacionais que trabalham de forma similar ou cérebro humano. Assim como a estrutura do sistema nervoso humano, as redes neurais artificiais – RNA são formadas por elementos de processamento operando paralelamente, chamados de neurônios, interligados por conexões nervosas chamadas de sinapses.

A estes conjuntos de neurônios fortemente conectados, pode-se associar algum tipo de conhecimento que será armazenado nas conexões existentes entre os neurônios adjacentes.

Ao processo de associação de conhecimento à RNA é chamado de aprendizado[3], que é atribuído a RNA para a execução de outro processo chamado de treinamento.

De acordo com HAYKIN (1999) as RNAs são estruturas paralelas compostas de neurônios artificiais, densamente conectadas que apresentam duas fases distintas de processamento: a aprendizagem (treinamento) e a execução.

Na aprendizagem são apresentados estímulos à entrada denominados padrões de treinamento um mapeamento envolvendo Alarmes e Falhas definidos pelos especialistas, neste caso o mapa de falhas fornecido pela usina. Na fase de execução, a RNA recebe como entrada um conjunto de padrões de testes (alarmes) que, normalmente, não fizeram parte do treinamento e apresenta o resultado, que no caso investigado representa a Falha detectada.

A arquitetura utilizada foi baseada no *Perceptron* de Múltiplas Camadas (PMC). O algoritmo usado no treinamento da rede PMC, denominado de retro propagação do erro, pode ser dividido em duas etapas: “direta” e “reversa”.

A primeira consiste na propagação dos estímulos apresentados à entrada para a saída. Esses estímulos fluem por toda a rede, recebendo a computação neural, camada por camada, até gerarem a saída. A partir do resultado desejado, calcula-se um erro E na camada de saída.

A segunda etapa ocorre em sentido contrário. O erro calculado é então retro propagado através das camadas antecessoras, atualizando os pesos W das conexões.

---

[3] Aprender é o processo que permite associar um tipo de comportamento de acordo com uma nova situação. Uma das formas de aprendizado está relacionada a situações semelhantes vividas no passado, chamado de aprendizado por exemplo.

O algoritmo de retro propagação de erro é baseado no método do gradiente descendente, que computa as derivadas parciais de uma função de erro, com relação ao vetor peso W de certo vetor de entrada HAYKIN (1999).

A regra de Widrow-Hoff ZURADA (1992) é a base fundamental de diversos métodos de treinamento das RNAs, inclusive PMCs, (HAYKIN, 1999). Esta regra avalia o erro "ξ" a cada iteração através da derivada parcial desse erro E em relação ao peso "w". A variação do peso é dada pela Equação (5.8):

$$\Delta w_{ij} = -\eta \cdot \frac{\partial \xi}{\partial w_{ij}} \qquad (5.8)$$

O algoritmo de retro propagação de erro se baseia no modelo do aprendizado supervisionado, retro propagando o erro "ξ" da camada de saída na atualização dos pesos de todas as camadas da RNA.

A camada de entrada, que não apresenta atividade neural, tem apenas a finalidade de transferir os estímulos apresentados à RNA para as camadas seguintes. A camada de saída contém tantos neurônios artificiais quantos forem necessários para modelar o problema.

A estrutura pode ter uma ou várias camadas intermediárias de neurônios artificiais. O número de camadas e o número de neurônios por camada intermediária dependem da complexidade do problema que se deseja resolver influindo, finalmente, na capacidade de generalização da RNA.

Esses parâmetros são ajustados durante o treinamento e dependem da experiência profissional de quem está treinando a rede.

Após treinar uma RNA ela estará apta a realizar as tarefas para as quais ela foi treinada, caso haja modificações das condições ou parâmetros de entrada, uma nova rede deve ser treinada ou adaptada à nova condição.

Algumas das principais características de uma RNA São:

- ✓ Velocidade de processamento;
- ✓ Tipos de processamento;
- ✓ Abundância e complexidade;
- ✓ Armazenamento de conhecimento;
- ✓ Capacidade de aprendizagem por exemplos;
- ✓ Adaptabilidade;
- ✓ Capacidade de generalização;
- ✓ Tolerância a falhas;
- ✓ Controle de processamento;
- ✓ Boa imunidade a ruídos.

Os elementos de uma RNA são:

- ✓ Conjunto de neurônios;
- ✓ Função de ativação;
- ✓ Esquema de conexão entre neurônios;
- ✓ Regra de propagação;
- ✓ Regra de ativação;
- ✓ Regra de aprendizado;
- ✓ Ambiente.

As RNAs consistem em um método de solucionar problemas de inteligência artificial, construindo um sistema que tenha circuitos que simulem o cérebro humano, inclusive seu comportamento, ou seja, aprendendo, errando e fazendo descobertas (HAYKIN 1999).

Na verdade os RNAs são técnicas computacionais que apresentam um modelo inspirado na estrutura neural de organismos inteligentes e que adquirem conhecimento através da experiência. Uma grande rede neural artificial pode ter centenas ou milhares de unidades de processamento, enquanto que o cérebro de um mamífero pode ter muitos bilhões de neurônios.

5.2.1. Neurônio artificial

Um neurônio artificial é considerado como a principal unidade de uma rede neural artificial. A sua concepção foi inspirado em um neurônio biológico sendo constituído por elementos de entrada, um conjunto de valores chamados de “pesos sinápticos”, ou simplesmente “pesos” que são associados a cada uma das entradas e elementos de saídas como pode ser visto na representação de HAYKIN (1999), mostrado na Figura 5.2.
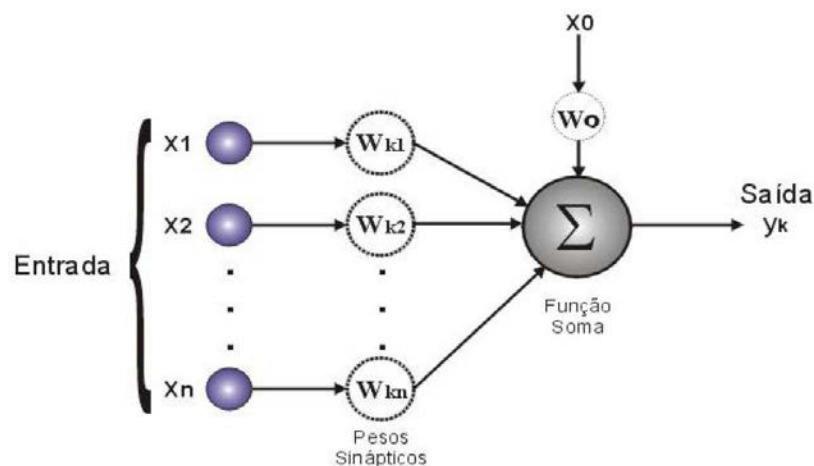
Figura 5.2. Modelo de um neurônio não linear (HAYKIN, 1999).

HAYKIN (1999) afirma ainda que os valores dos elementos de entrada (x_1, x_2,..., x_n) podem ser multiplicados pelos seus respectivos pesos (w_{k1}, w_{k2},..., w_{kn}). Desta forma o peso passa a expressar a força de ligação entre dois neurônios quaisquer. O valor de entrada x_0 é sempre igual a 1 e o peso associado a esta entrada é denominado de "bias" (w_0). Os valores das entradas multiplicados pelos seus respectivos pesos são apresentados à função soma que gera o sinal de saída y_k.

Normalmente os valores dos pesos de uma rede neural são armazenados em um vetor, e este vetor está associado à memória da rede. Quando ocorre um processo de treinamento eles têm os seus valores modificados constantemente e por este fato costuma-se dizer que o "conhecimento" adquirido por uma rede está contido nos pesos. Desta forma HAYKIN (1999) afirma que o "aprendizado" ocorre quanto todos os pesos de entrada têm seus valores ajustados para gerar uma saída pré-determinada.

5.2.2. Neurônio da metodologia ciclo de rotinas

Na metodologia Ciclo de Rotinas foi desenvolvido um *perceptron* especialista (classificador binário), como mostrado no esquema da Figura 5.3. (ROSENBLATT, 1958).

O processo se inicia no momento que ocorre uma anomalia no sistema, automaticamente são geradas as ordens de serviço – OS, onde são expostas as informações das condições normais de operação e do plano de manutenção da UDG, seguida por uma análise da UTE. As comparações das condições são feitas com relação ao teste de recepção ou comissionamento dos equipamentos existentes na base de conhecimento do programa.
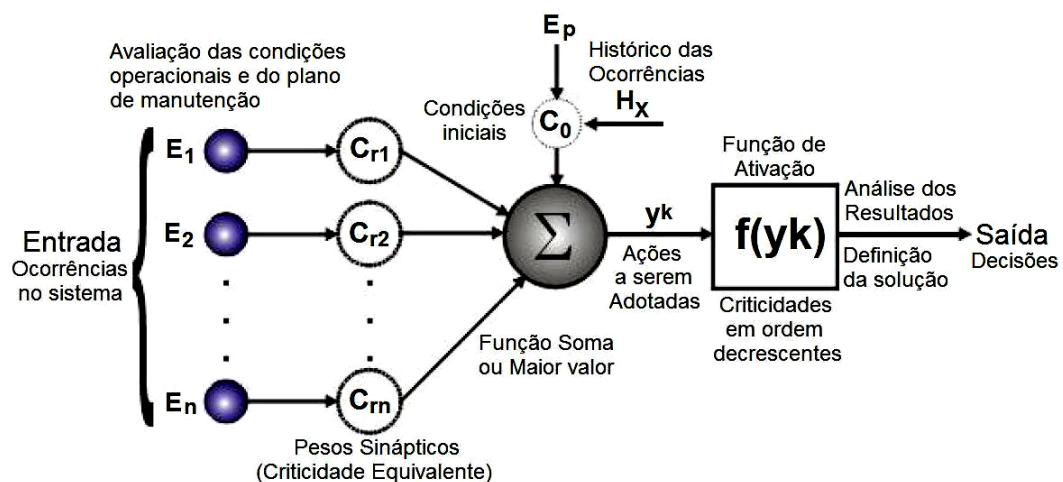
Figura 5.3. Modelo de *perceptron* proposto pela metodologia do Ciclo de rotinas para a tomada de decisão.

Baseado em HAYKIN, S. (1999) os valores apresentados às unidades de entrada (E_1, E_2,...., E_n) são multiplicados pelos seus respectivos pesos sinápticos ou criticidades equivalentes (C_{r1}, C_{r2},..., C_{rn}). Desta forma, é possível perceber que a criticidade expressa “força de ligação” entre dois neurônios quaisquer.

Em um sistema ou processo deve ser armazenada apenas uma condição padrão (C_0) para o equipamento, cujo valor deve sempre ser igual a unidade e o peso associado a esta entrada é denominado de “bias”. Os valores das entradas das ocorrências multiplicados pelas suas respectivas criticidades são os elementos formadores da função soma que deve gerar o sinal de saída (y_k), e pode ser expresso da através da Equação (5.9);

$$y_k = C_0 + E_1 \cdot C_{r1} + E_2 \cdot C_{r2} + \cdots + E_n \cdot C_{rn} \tag{5.9}$$

Como citado anteriormente os valores dos pesos (criticidades) utilizados na rede neural são armazenados em um vetor, e este fica associado à memória da rede. Quando ocorre o processo de treinamento eles têm seus vetores modificados constantemente e, por este motivo, costuma-se dizer que o “conhecimento” adquirido pela rede está contido nos pesos. Seguindo este raciocínio pode-se dizer que o “aprendizado” se dá quando todos estes pesos têm seus valores ajustados para gerar uma saída pré-determinada.

No intuito de permitir que pequenas variações na entrada do neurônio possam ser percebidas na saída, ROSEMBLATT (1958) propôs a inserção de uma “função de ativação” capaz de reproduzir na saída estas pequenas alterações na entrada, amplificando ou atenuando os sinais que irão gerar a saída (yk).

No elemento central da Figura 5.3 encontra-se a “função soma” que realiza o somatório dos resultados de todas as entradas multiplicadas pelas suas respectivas criticidades, gerando uma única saída expressa conforme a Equação (5.10):

$$y_k = \sum_{i=1}^{n} (C_i + E_i) + E_0 \cdot C_{r0} \tag{5.10}$$

A função de ativação tem o papel de extrema importância no modelo apresentado. Ela é responsável por limitar a amplitude do sinal na saída do neurônio, sendo normalmente a saída da forma apresentada Equação (5.11):

$$S = f(y_k) \tag{5.11}$$

Conforme mostrado no esquema da Figura 5.3, durante a abertura da solicitação de manutenção ou da ordem de serviço, o *software* desenvolvido, conduz o operador para uma

investigação nas condições padrões do equipamento em análise, seguida de uma análise na função *fuzzy* de histórico de ocorrências no sistema de geração.

O diagnóstico da ocorrência e as melhores sugestões para a solução das anomalias são mostrados para o operador do sistema, que analisa os resultados e define as ações a serem tomadas. As escolhas feitas pela pessoa responsável pela manutenção passarão a fazer parte da base de conhecimento do programa e, portanto, serão disponibilizadas para outros casos.

A arquitetura do PMCs utilizada na metodologia Ciclo de Rotinas está apresentada na Figura 5.4, onde “Ni”, “Nh” e “No” correspondem, respectivamente, aos números de elementos das camadas de entrada, intermediária e de saída. Os vetores **E**, **O** e **T** representam o estímulo apresentado à entrada, a resposta da rede àquele estímulo e o resultado desejado fornecido pelo “supervisor”.
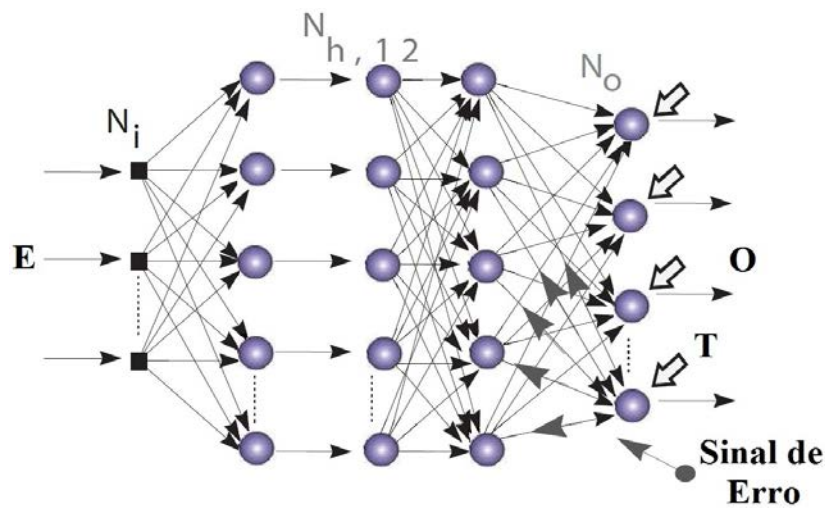
Figura 5.4. Representação do *perceptron* de múltiplas camadas.

Na metodologia Ciclo de Rotinas optou-se por criar redes PMCs com cinco possibilidades de solução de problemas de forma que fosse possível treinar uma vasta quantidade de situações e, em cada uma delas, conforme mostrado na Figura 5.4, identificar os sinais de erro nas camadas de saída das redes, predizendo e/ou simulando, assim, possíveis falhas nos sistemas de geração.

Nesta fase, são utilizadas as rotinas da lógica Fuzzy, como o processo de fuzzyficação de base relacional, para determinar a criticidade dos equipamentos, com todos os elementos que compõem os sistemas e subsistemas das UDGs.

A inferência Fuzzy, baseada na técnica de Mamdani, visa à detecção dos componentes mais críticos das UTEs. Sendo que os resultados o processo são dispostos, para o operador, em ordem decrescente de criticidade.

Um exemplo de inferência utilizada na metodologia Ciclo de Rotinas, mostrado na Figura 5.3, apresenta a seguinte lógica:

Y_k = Se (E (E_n = "é um elemento de um subsistema do sistema de geração de energia, onde tem havido casos de interrupção/desligamentos causadas por E_n"); Realizar a comparação das condições de operação iniciais do elemento – C_0, considerando a função histórico das ocorrências – H_X, do mesmo e as criticidades equivalentes – C_{rn}; "Então executar os procedimentos de manutenção específicos para solucionar a anomalia causada por E_n"; E registrar a solução na base de conhecimento do ciclo de rotinas através da função $F(Y_k)$));

Os resultados são as ações de defuzzyficação sob a forma da função de ativação Fuzzy f(Yk), como mostrado na Figura 5.3, para a implementação de um conjunto de ações de manutenção, operacionais e administrativas nos elementos da geração de energia elétrica, a fim de assegurar a continuidade do serviço de fornecimento de eletricidade.

Na base de conhecimento do *software* Ciclo de Rotinas devem contar os procedimentos de manutenção e as ações administrativas que normalmente são praticadas pelos responsáveis pela manutenção dos equipamentos de geração da empresa.

5.2.3. Neurônio para detecção de falhas

Na metodologia Ciclo de Rotinas é utilizado o algoritmo de retro programação de detecção de falhas em redes neurais, visando facilitar as análises ou simulação de diversas arquiteturas de sistemas de geração.

As análises das redes PMCs são realizadas durante a formação da função de ativação, Figura 5.3 e Figura 5.4, onde se obtém além das criticidades de cada componente envolvido na anomalia as possibilidades de solução do problema detectado.

O algoritmo de retro propagação de erro foi desenvolvido conforme os passos descritos a seguir:

- **Passo 1 –** São apresentados à rede os pares de vetores de estímulos de entrada, ou seja, as anomalias do sistema, **"E"** e os resultados desejados (alvos) "$\mathbf{T_j}$" correspondentes, disponíveis no mapeamento feito, previamente, pela análise de falhas dos componentes ou por especialistas.

Chama-se de $\mathbf{Net_j}$ a soma ponderada dos vetores estímulos de entrada pelos respectivos pesos sinápticos, conforme a Equação (5.10).

- **Passo 2 –** São calculadas, para todas as camadas, e para as respostas “$\mathbf{O_j}$” de cada neurônio artificial que compõe a rede.
- **Passo 3 –** Na camada de saída calcula-se o erro entre a resposta desejada “**T**” e a resposta atual da rede “$\mathbf{O_j}$”, usando-se a função de custo “**ξ**” que representa o erro quadrático médio, mostrado na Equação (5.12).

$$\xi = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(T_j - O_j\right)^2 \tag{5.12}$$

Se “**ξ**” for menor que um valor mínimo preestabelecido, o treinamento é encerrado; caso contrário calcula-se o sinal de erro, atualizando-se os pesos por retro propagação.

Outra relação pode ser escrita, pois as respostas da rede neural podem ser consideradas em função da média ponderada dos estímulos, ou seja, como expresso na Equação (5.13).

$$O_j = f\left(Net_j\right) = f\left(\sum_{i=1}^{n}\xi_i \cdot w_{ij}\right) \tag{5.13}$$

Sendo que a derivada parcial escrita na forma da Equação (5.14):

$$\frac{\partial\xi}{\partial w_{ij}} = \frac{\partial\xi}{\partial\left(Net_j\right)} \cdot \frac{\partial\left(Net_j\right)}{\partial w_{ij}} \tag{5.14}$$

Considerando-se que:

$$Net_j = \sum_{i=1}^{n}\xi_i \cdot w_{ij} \tag{5.15}$$

E que:

$$\frac{\partial\left(Net_j\right)}{\partial w_{ij}} = E_i \tag{5.16}$$

O sinal de erro de uma rede neural PMC, mostrado na Figura 5.4, pode ser calculado pela Equação (5.17).

$$\delta_j \equiv -\frac{\partial\xi}{\partial\left(Net_j\right)} \tag{5.17}$$

Os pesos sinápticos da rede podem ser atualizados pela Equação (5.18).

$$\Delta w_{ij} = -\eta \cdot \frac{\partial\xi}{\partial w_{ij}} = \eta \cdot \delta \tag{5.18}$$

- **Passo 4 –** Definição e cálculo do sinal de erro para cada camada da rede.

- **Passo 5 –** Para os neurônios artificiais da camada de saída o valor do sinal de erro δ_{J0} e da atualização dos pesos pode ser calculado como se segue:

$$\delta_{j0} = -\frac{\partial\xi}{\partial(Net_j)} = -\frac{\partial\xi}{\partial O_j}\cdot\frac{\partial O_j}{\partial(Net_j)} \quad (5.19)$$

Colocando-se os sinais de saída em função da média ponderada, tem-se:

$$O_j = f(Net_j) \quad (5.20)$$

Derivando-se a Equação (5.20) vem:

$$\frac{\partial O_j}{\partial(Net_j)_j} = f'(Net_j) \quad (5.21)$$

O sinal de erro na camada de saída é obtido derivando-se a Equação (5.21) vem:

$$\delta_{j0} = -\frac{\partial\xi}{\partial(Net_j)} = -f'(Net_j)\cdot\frac{\partial\xi}{\partial O_j} \quad (5.22)$$

Como o erro quadrático médio é calculado pela Equação (5.12), tem-se:

$$\frac{\partial\xi}{\partial O_j} = -(T_j - O_j) \quad (5.23)$$

Logo:

$$\delta_{j0} = -f'(Net_j)\cdot(T_j - O_j) \quad (5.24)$$

Desta forma a variação do peso sináptico pode ser calculada pela Equação (5.25):

$$\Delta w_{ij} = \eta\cdot\delta_{j0}\cdot\xi_i = -\eta\cdot f'(Net_j)\cdot(T_j - O_j)\cdot\xi_i \quad (5.25)$$

- **Passo 6 –** Este passo dedica-se ao teste do algoritmo de retro propagação de erro. Para os neurônios das camadas intermediárias de uma rede PMC o valor do sinal de erro δ_{jh} e da atualização dos pesos sinápticos é calculado da seguinte forma:

Para a realização do teste supõe-se que, inicialmente exista um valor “k” que pertença à camada de saída, conforme mostrado na Equação (5.26), assim:

$$\xi = \frac{1}{n_o}\sum_{i=1}^{n_0}(T_k - O_k)^2 \quad (5.26)$$

Reescrevendo a função de erro ξ em relação a média ponderada das camadas (Net), é possível verificar a contribuição de cada neurônio artificial de cada camada intermediária, através da Equação (5.27).

$$\xi = \xi(Net_1, Net_2, Net_3, \ldots, Net_k, \ldots, Net_{n0}) \quad (5.27)$$

Então o sinal de erro pode ser calculado pela Equação (5.28), assim:

$$\delta_{jh} = -\frac{\partial\xi}{\partial(Net_i)} = -f'(Net_j) \cdot \frac{\partial\xi}{\partial O_i} \quad (5.28)$$

Para cada neurônio pertencente à camada intermediária, calcula-se a derivada do erro através da Equação (5.29):

$$\frac{\partial\xi}{\partial O_j} = \sum_{k=1}^{n_0}\left(\frac{\partial\xi}{\partial(Net_k)} \cdot \frac{\partial(Net_k)}{\partial(O_j)}\right) = \sum_{k=1}^{n_0}\left(\frac{\partial\xi}{\partial(Net_k)} \cdot \frac{\partial\left(\sum_{l=1}^{n_h} O_l \cdot w_{lk}\right)}{\partial(O_j)}\right) \quad (5.29)$$

Na qual *l* pertence a uma camada intermediária escondida. O único termo diferente de zero é o de $l = j$ e vale w_{jk}.

$$\frac{\partial\xi}{\partial O_j} = \sum_{k=1}^{n_0}\left(\frac{\partial\xi}{\partial(Net_k)} \cdot w_{jk}\right) \quad (5.30)$$

Como:

$$\delta_k = -\frac{\partial\xi}{\partial(Net_k)} \quad (5.31)$$

Então:

$$\delta_{jh} = -f'(Net_j) \cdot \frac{\partial\xi}{\partial O_j} = f'(Net_j) \cdot \sum_{k=1}^{n_0} \delta_k \cdot w_{jk} \quad (5.32)$$

Finalmente, atualizam-se os pesos (ou criticidade) na camada escondida através da Equação (5.33):

$$\Delta w_{ij} = \eta \cdot \delta_{jh} \cdot \xi_i = \eta \cdot f'(Net_j) \cdot \sum_{k=1}^{n_0} \delta_k \cdot w_{jk} \cdot \xi_i \quad (5.33)$$

O algoritmo de retro propagação, embora aplicado com êxito em várias aplicações, apresenta algumas dificuldades, como por exemplo, um tempo de convergência longo; paralisia da rede e mínimo local (CIHAN, 2007).

Outra questão importante é a seleção da taxa de aprendizado e da arquitetura da rede, pois se as mesmas não forem escolhidas adequadamente, ou se o ajuste dos pesos for infinitesimal, o tempo de treinamento cresce infinitamente.

Por outro lado, a rede pode operar em uma região onde a derivada da função de ativação seja nula ou infinitamente pequena, provocando a paralisia da rede.

A Equação (5.19) mostra que se a derivada da função de ativação for nula, o reajuste dos pesos também será nulo e o treinamento fica paralisado.

Outro ponto que merece destaque é a possibilidade da existência de superfícies de erro que apresentem mínimos locais.

Como se sabe, o algoritmo emprega o método do gradiente decrescente, que flui na superfície de erro, ajustando os pesos na direção de um mínimo. Assim, durante o treinamento a rede pode ficar presa em um desses mínimos locais, não conseguindo chegar ao mínimo global (HAYKIN, 1999).

A forma de minimizar esses problemas é encontrar o valor adequado para taxa de aprendizado η. Se η for muito grande o aprendizado é rápido, porém corre-se o risco de a rede entrar em oscilação sem alcançar o mínimo desejado.

Se η for muito baixa, aumentam as chances de a rede ficar presa em um mínimo local ou, na melhor das hipóteses, o treinamento será muito lento.

A maneira de se oferecer mais estabilidade ao algoritmo de retro propagação é através da adição de um termo conhecido por momento (α).

O momento permite que o ajuste dos pesos, a cada iteração, seja proporcional à magnitude do último ajuste.

O termo α é geralmente escolhido menor que a unidade. A Equação (5.34) mostra a inserção do termo momento no ajuste dos pesos.

$$\Delta w_{ij}(n+1) = \eta \cdot \delta_j \cdot O_j + \alpha \cdot \Delta w_{ij}(n) \tag{5.34}$$

5.2.4. Treinamento de redes de RNA

Conforme mencionado anteriormente o objetivo da utilização das redes neurais artificiais na metodologia ciclo de rotinas é a simulação das falhas visando antecipar as suas ocorrências de forma que seja possível planejar as ações de operação, de manutenção e administrativas dos sistemas de geração.

Novamente com o intuito de exemplificar a utilização desta ferramenta será mostrada a aplicação do treinamento e aprendizagem de uma rede neural, que utilizará as informações

reais da base de conhecimento do ciclo de rotinas. A RNA foi treinada usando-se o algoritmo de retro propagação de erro, que se mostrou o mais eficiente.

O bom resultado atingido deve-se ao fato do algoritmo usar o sinal do gradiente na atualização dos pesos sinápticos, equivalentes às criticidades de cada componente, ao invés do módulo do gradiente normalmente usado nos demais. Dessa forma o algoritmo converge mais rapidamente no final do treinamento fornecendo resultados plenamente satisfatórios.

Assim como o *software* ciclo de rotinas a ferramenta computacional utilizada para desenvolver as RNAs foi a plataforma Java, através da criação de um banco de dados com as informações das causas dos desligamentos das UTEs em operação. Com esse aplicativo é possível treinar e testar RNAs com diversas arquiteturas, variar os parâmetros de treinamento, escolher o algoritmo de aprendizado de melhor desempenho e produzir curvas de ótima qualidade técnica.

Foram realizados diversos testes usando-se diferentes arquiteturas de redes neurais, porém buscou-se o desenvolvimento de redes com resposta rápida, sendo adotada a arquitetura com uma camada intermediária escondida do tipo PMC, com 35 neurônios artificiais.

A função de ativação escolhida foi a “tangente hiperbólica” e usada tanto na camada escondida quanto na de saída. A tolerância de erro de treinamento adotada foi de10^{-6}.

Aproveitou-se também para, durante o treinamento, realizar os procedimentos referentes à validação e teste da rede. Para isso, dos padrões de treinamento foram reservados 20 % para validação e 20 % para teste. Dessa forma ao final do treinamento tem-se boa ideia da capacidade de generalização da mesma. Diversos testes foram realizados visando escolher a configuração mais adequada.

O Modelo da RNA é referente às unidades geradoras da UTE de Anajás, cujos passos de montagem da rede neural.

Este RNA é constituído por 35 alarmes na entrada, correspondentes aos tipos de falhas que podem ocorrer nos subsistemas das unidades geradoras, conforme mostrados na Tabela C.4 do Apêndice C, para 35 neurônios na saída, um para cada tipo de falha, correspondentes ao mapeamento fornecido pela usina no período de estudo.

Para cada seção do PMC é necessário que sejam avaliadas as curvas de treinamento, de validação e de teste, citadas anteriormente e referentes às unidades geradoras da UTE de Anajás. Uma curva de treinamento reflete a variação do erro quadrático médio em função da quantidade de períodos (QP), isto é, o número de vezes que um conjunto completo de padrões foi apresentado a RNA.

Os valores desejados especificados nos padrões de treinamento foram +1 para situação em que ocorre algum tipo de falha no sistema de geração e, -1 para situação em que não ocorre algum tipo de falha.

Esse aumento do poder de discriminação da RNA só foi possível, pois foi usada como a função *fuzzy* de ativação a tangente hiperbólica (sigmoide), cuja representação está mostrada na Figura 5.5, que varia entre -1 e +1, limitando a saída dos neurônios artificiais dentro dessa faixa, sendo assim possível predizer a faixa de comportamento normal desejado para um RNA.
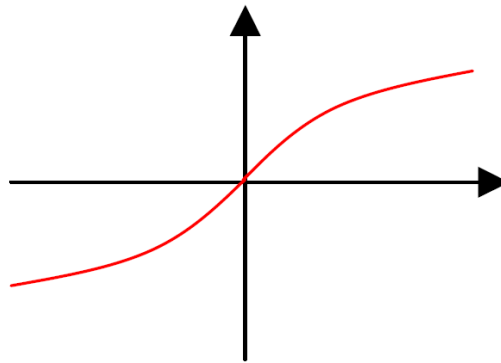
Figura 5.5. Função tangente hiperbólica.

Depois de devidamente treinada a RNA, a fim de facilitar a identificação dos tipos de falhas que mais influenciaram a rede, buscou-se generalizar as falhas na rede, conforme mostrado na janela da Figura 5.6, que mostra a tela do ciclo de rotinas onde se representa a saída dos 35 neurônios artificiais (linhas) da RNA e que, por questões de espaço e legibilidade são apresentados apenas dez casos de falhas detectadas (colunas).

Conforme pode ser visto na Figura 5.6 o resultado do teste final das unidades geradoras da UTE de Anajás, que envolveu mais de três centenas de cenários e apresentou um erro percentual máximo de 0,3177 %, o que significa que a RNA desenvolvida, de fato, aprendeu os padrões das ocorrências da usina para o período de estudo.

Considerando-se que as RNAs são técnicas adequadas à classificação e, portando, boa opção para a detecção das falhas, foram usadas inicialmente apresentando bons resultados, conforme mostrado na Figura 5.6, onde se percebem em destaque as linhas onde os erros dos vetores de saída para o cenário dos desligamentos ocorridos entre 2003 a 2009.

É importante que seja mencionado que as arquiteturas foram testadas para cada conjunto gerador isoladamente de forma que se pudessem armazenar as características críticas e de falhas das UDGs. Os vetores de saída das RNAs fizeram parte da base de conhecimento e foram armazenados para compor os tipos de falhas da rede.

Ciclo de Rotinas - Detecção Neural de Fahas

CICLO DE ROTINAS - DETECÇÃO NEURAL DE FALHAS
EM UM SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA

FLH 1	FLH 2	FLH 3	FLH 4	FLH 5	FLH 6	FLH 7	FLH 8	FLH 9	FLH 10
0.9947	-0.9965	-0.9998	-0.9999	-0.9998	-0.9988	-0.9978	-0.9967	-0.9982	-0.9992
-1.0000	0.9965	-1.0000	-1.0000	-0.9992	-0.9998	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-0.9998	0.9986	-1.0000	-1.0000	-0.9993	-0.9997	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	0.9957	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	0.9990	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	0.9984	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	0.9988	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	0.9973	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	0.9940	-1.0000
-0.9999	-0.9965	-0.9998	-0.9999	-0.9998	-0.9988	-0.9978	-0.9967	-0.9982	0.9992
-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-0.9992	-0.9998	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-0.9998	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-0.9993	-0.9997	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9988	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-0.9988	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9988	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9993	-1.0000
-0.9992	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-0.9992	-0.9998	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-0.9998	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-0.9993	-0.9997	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9988	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9992
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-0.9988	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-0.9992	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9988	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9993	-1.0000
-0.9997	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9992
-0.9992	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-0.9992	-0.9998	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-0.9998	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-0.9993	-0.9997	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9988	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9992
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-0.9988	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-0.9992	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9999	-1.0000	-1.0000
-1.0000	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9988	-1.0000	-1.0000	-1.0000	-0.9993	-1.0000

Ciclo de Rotinas: UTE de Anajás - 04 GGs

Erro Máximo (%) = 0.3177.

Figura 5.6. Detecção neural de falhas para um PMC da UTE de Anajás.

Capítulo 6

ESTUDO DE CASO – UTEs COM MOTORES DIESEL

Este capítulo mostra os resultados da aplicação da metodologia Ciclo de Rotinas em UTEs com motores diesel na região norte do Brasil. São descritas as atividades desenvolvidas em cada uma das tarefas da metodologia.

Em função do grande número de informações durante o desenvolvimento foi selecionada uma usina para particularização do estudo de caso.

6.1. Aplicação da Metodologia Ciclo de Rotinas na Região Norte do Brasil

A concessionária do Estado terceiriza os serviços de geração de energia elétrica em 25 municípios, como mostrado na Figura 6.1, sendo que a geração de energia em 23 UTEs eram de responsabilidade da empresa Guascor do Brasil e em 2 localidades a empresa Soenergy era a responsável pela geração, ficando o restante da geração e manutenção para a própria empresa, totalizando 165 UDGs

Visando o desenvolvimento das atividades e tarefas da metodologia Ciclo de Rotinas, foram levantados dados sobre a operação de UTEs, cujo início foi em 2002 os quais serviram para a formação do histórico de ocorrências nas usinas.

Conforme mostrado na Figura 6.1 no Estado do Pará, em 2008, existiam 15 UTEs cuja responsabilidade da geração era da concessionária do Estado (em vermelho) e 02 UTEs da empresa terceirizada Soenergy, em um total de 73 UDGs dos mais variados portes e de diversos fabricantes.
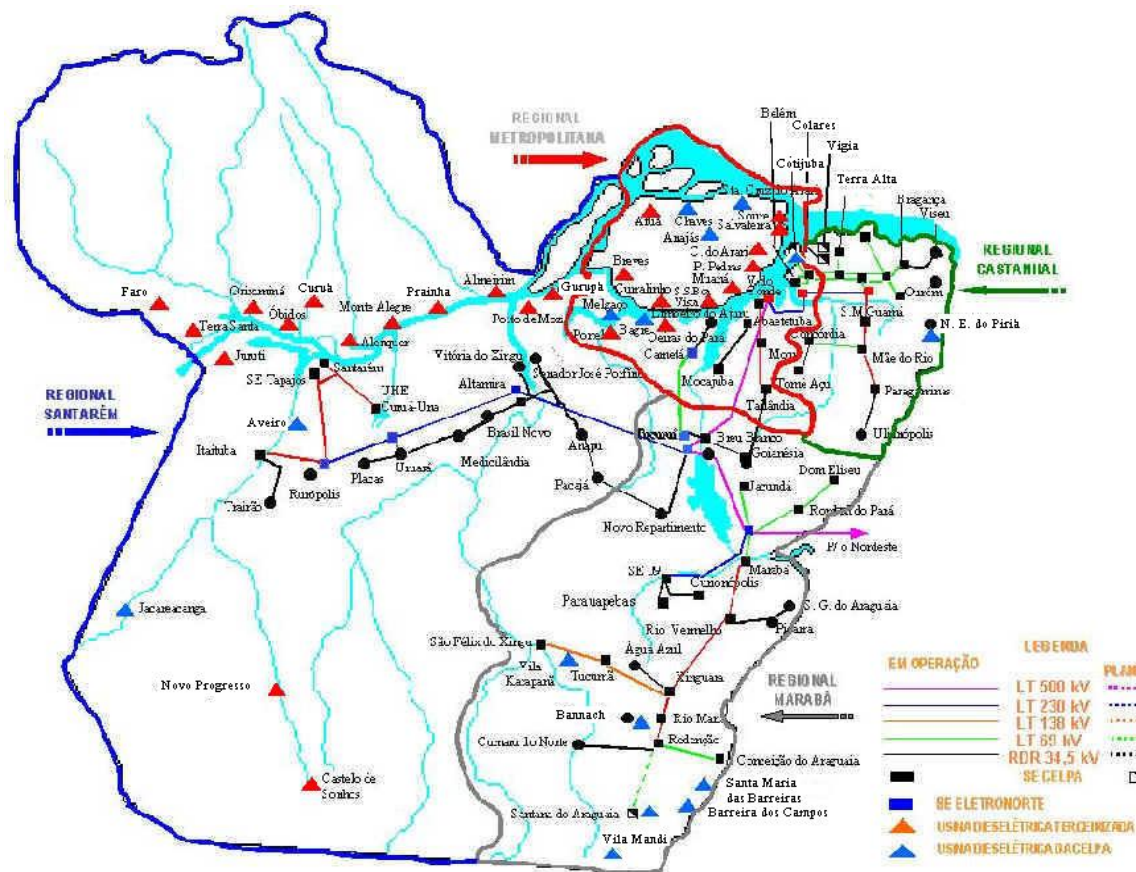
Figura 6.1. Distribuição das UDGs do sistema isolado no Estado do Pará em 2008.

Além das usinas da concessionária e de uma das terceirizadas foram cadastradas as 23 UTEs da outra terceirizada (em azul), a fim de que fosse possível monitorar todos os tipos de desligamentos ocorridos nas usinas do estado.

Em cada uma das UTEs mostradas na Figura 6.2 foi implantado a metodologia de gerenciamento da manutenção e operação, sendo que para o levantamento de todas as informações técnicas foram desenvolvidas as tarefas e atividades do Ciclo de Rotinas.

A Figura 6.2 mostra a janela do *software* ciclo de rotinas com as UTEs com motores diesel, gerenciadas pela concessionária do Estado do Pará, as quais passaram por inventários e foram cadastradas na base de conhecimento do *software*.

Figura 6.2. Janela do *software* Ciclo de Rotinas padronizada para o acompanhamento das UDGs do sistema isolado no Estado do Pará em 2008.

O resultado do levantamento foi a criação de um documento chamado de Ficha Técnica das Unidades Geradoras, Quadro de Comandos, Subestação e Área de Tancagem das Usinas Dieselétricas, mostrado na Tabela 6.1.

Neste documento constam as informações gerais básicas de todos componentes que fazem parte de um grupo gerador, sendo que o mesmo foi organizado por regionais de distribuição de energia, utilizadas pela concessionária do estado, que são: regional metropolitana (uma usina), regional Tocantins – Marajó (cinco usinas), regional Marabá (seis usinas), Regional Castanhal (uma usina) e regional Santarém (duas usinas).

A Tabela 6.1 mostra a Ficha Técnica das Unidades Geradoras, Quadro de Comandos, Subestação e Área de Tancagem das Usinas Dieselétricas para a regional Tocantins – Marajó no ano de 2008.

Na Tabela 6.1 constam todas as informações cadastradas na base de conhecimento do *software* Ciclo de Rotinas, cujo cadastro é feito através da janela mostrada na Figura 3.5, ou seja, as informações mostradas na Tabela 6.1 é o resultado do desenvolvimento do inventário em todas as UDGs do Estado do Pará.

Tabela 6.1. Ficha Técnica das Unidades Geradoras, Quadro de Comandos, Subestação e Área de Tancagem das Usinas Dieselétricas em 2008.

FICHA TÉCNICA DAS UNIDADES GERADORAS, QUADRO DE COMANDOS, SUBESTAÇÕES E ÁREA DE TANCAGEM DAS USINAS DIESELÉTRICAS

Total de GG	Código Genético da UTE	BASE	MOTOR							GERADOR									QUADRO DE COMANDO						TRANSFORMADOR							TANQUE			
			MCI	Ano	Fabric.	Modelo	Série	Stand-by Pot. HP	Contínuo Pot. HP	GER	Ano	Fabric.	Modelo	Série	Tensão (V)	Pot. N. (kVA)	Pot. N. (kW)	Pot. Ef. (kW)	QCM	Ano	Fabric.	Modelo	Série	Pot. kVA	TFF	Ano	Fabric.	Modelo	Série	Z (%)	Pot. kVA	TQA	Tipo	Modelo	L. x 10³
REGIONAL DE TOCANTINS-MARAJO																																			
USINA DE ANAJÁS II - 4UDEANJ (Entrada em operação : 21/11/1999)																																			
4	01	01	0250	1996	Cummins	NTA855G3	30357980	535	390	0226	1990	Negrini	ATX	34402	480	300	240	240	0037	S/inf.	Transmet	S/inf.	S/N	300	0190	S/inf.	Weg	3003/095	62054	3,86	300	0033	Serviço	Vertical	5
		02	0260	2001	Cummins	NTA855G2	CRD-01012	465	339	0046	1990	Negrini	ATX	34421	480	300	240	240	0038	S/inf.	Transmet	S/inf.	S/N	300	0192	S/inf.	Weg	3003/095	62057	3,68	300	0034	Armazen.	Vertical	50
		03	0337	2002	Cummins	NTA855G2	CRH-01020	465	339	0031	1990	Negrini	ATX	34438	480	300	240	240	0112	S/inf.	Comindus	QCEP	453	300	0191	S/inf.	Weg	3003/095	62055	3,68	300	0035	Armazen.	Vertical	20
		04	0038	1988	Cummins	NT855G2	30315293	390	285	0175	1990	Negrini	ATX	34419	480	300	240	212	0214	S/inf.	Mesbla	ATX	03196	300	0096	1986	Toshiba	HTR	30541	3,75	300				
		TOTAIS						1855	1353							1200	960	932						1200							1200				75
OBS: QCM do GG-04: Pat nº 08807																																			
REGIONAL DE TOCANTINS-MARAJO																																			
USINA DE BAGRE II - 4UDEBGR (Entrada em operação : 25/11/1999)																																			
4	03	01	0264	1996	Cummins	NTA855G3	CRG-01013	535	390	0017	1990	Negrini	ATX	34435	480	300	240	240	0031	1981	Mesbla	ATX	03177	300	0182	1990	Cemec	CTD	110159	3,56	300	0058	Serviço	Vertical	5
		02	0270	1996	Cummins	NT 855G4/G5	30357951	390	285	0169	1990	Negrini	ATX	34437	480	300	240	240	0005	S/inf.	Comindus	QCEP	PA194	300	0188	1990	Cemec	CTD	110143	3,59	300	0059	Armazen.	Vertical	21
		03	0159	1990	Cummins	NTA855G2	30328786	465	339	0059	1990	Negrini	ATX	34225	480	490	392	251	0004	S/inf.	Comindus	QCEP	587	300	0187	1990	Cemec	CTD	110142	3,59	300	0060	Armazen.	Vertical	50
		04	0122	1986	Cummins	NTA855G2	30115829	465	339	0150	1990	Negrini	ATX	34422	480	300	240	231	0212	2000	Celpa	S/inf.	AUT004	300	0653	1990	Cemec	CTD	110157	3,58	300				
		TOTAIS						1855	1353							1390	1112	962						1200							1200				76
OBS:																																			
REGIONAL DE TOCANTINS-MARAJO																																			
USINA DE CHAVES II - 4UDECHV (entrada em operação : 07/07/2000)																																			
3	06	01	0146	1976	Scania	DS11-A06	3001358	256	202	0206	1977	Toshiba	GAST	A-6717	480	180	144	144	0075	S/inf.	Comindus	QCEP	589	180	0142	S/inf.	Trafo	TUC300/15/12	15507-N	S/inf.	300	0067	Serviço	Vertical	5
		02	0161	1976	Scania	D11A02	3004701	153	121	0116	1976	Negrini	ATE	6938	480	125	100	90	0082	S/inf.	Comindus	QCEP	463	300	0092	S/inf.	Toshiba	HTR	30527	3,82	300	0068	Armazen.	Vertical	21
		03	0333	1976	Scania	DS 11	3192811	310	226	0327	1996	Weg	s/inf	47266	480	300	240	212	0207	S/inf.	Mesbla	ATX	03180	300	0087	S/inf.	Toshiba	HTR	30544	3,78	300	0069	Armazen.	Vertical	50
																			0125	S/inf.	Transmet	S/inf.	S/N	135	0198	S/inf.	Cemec	CTD	110158	S/inf.	300				
		TOTAIS						719	549							605	484	446						915							1200				76
OBS1: Encontra-se na UDe, fora de base, o gerador Negrini, ATE, n.º 6954, 125 kva, GER-0182, ano: 1976.																																			
REGIONAL DE TOCANTINS-MARAJO																																			
USINA DE MELGAÇO II - 4UDEMEG (entrada em operação : 22/12/1999)																																			
3	09	01	0240	1996	Cummins	NT855G6	30357161	435	310	0018	1981	Negrini	ATX	20816	480	300	240	231	0011	S/inf.	Comindus	QCEP	475	300	0199	1990	Cemec	CTD	110161	3,56	300	0017	Serviço	Vertical	5
		02	Base Vazia																													0018	Armazen.	Vertical	21
		03	0251	1996	Cummins	NTA855G3	30357982	535	390	0139	1985	Negrini	ATX	24340	480	300	240	240	0009	S/inf.	Transmet	S/inf.	S/N	300	0068	1990	Cemec	CTD	110155	3,57	300	0019	Armazen.	Vertical	50
		04	0155	1979	Cummins	NTA855G2	CRG 01008	465	339	0082	1981	Negrini	ATX	20628	480	300	240	240	0010	S/inf.	Transmet	S/inf.	S/N	300	0070	1990	Cemec	CTD	110343	3,56	300				
		TOTAIS						1435	1039							900	720	711						900							900				76
OBS:																																			
REGIONAL DE TOCANTINS-MARAJO																																			
USINA DE SANTA CRUZ DO ARARÍ II - 4UDESCR (entrada em operação : 12/05/00)																																			
3	11	01	0046	1979	Cummins	NTA855G	30116308	425	310	0045	1986	Toshiba	GAST	A-9060	480	300	240	231	0008	S/inf.	Comindus	QCEP	437	300	0086	S/inf.	Toshiba	HTR	30529	3,75	300	0102	Serviço	Vertical	5
		02	0188	1992	Cummins	NTA855G3	30337421	535	390	0323	1984	Toshiba	GAST	A-8494	480	300	240	240	0150	1981	Mesbla	ATX	03172	300	0071	1990	Cemec	CTD	110344	3,56	300	0047	Armazen.	Vertical	21
		03	0189	1992	Cummins	NTA855G2	30337849	465	339	0030	1985	Toshiba	GAST	A-8895	480	300	240	212	0217	S/inf.	Comindus	QCEP	465	300	0184	S/inf.	Cemec	CTD	110145	3,56	300	0101	Armazen.	Vertical	50
		04	Base Vazia																																
		TOTAIS						1425	1039							900	720	683						900							900				76
OBS: 1- QCM: GG-02 (Pat nº 06494). 2 - Os QCM's desta UDE usam excitatriz Toshiba																																			

TOTAL DE GRUPOS GERADORES EM OPERAÇÃO (Celpa)	17	TOTAL DE USINAS	5	Potência Nominal Total kVA	3.005,00	Potência Nominal Total kW	2.404,00	Potência Efetiva Total kW	2.283,00

São adotados pelo DMS-Geração a variação da potência efetiva entre 10 % a 40 % menor que a potência nominal do gerador, a fim de se preservar a integridade do grupo gerador.

6.2. Atividades e Tarefas da Metodologia Ciclo de Rotinas nas UTEs do Sistema Isolado

Nos itens que se seguem são apresentados os resultados obtidos com a utilização das atividades da metodologia ciclo de rotinas nas UTEs com motores diesel nas usinas da região norte do Brasil.

6.2.1. Identificação e/ou inspeção

De acordo com a descrição do desenvolvimento desta tarefa, buscou-se identificar as falhas que mais comprometessem a função do sistema de geração de energia. Para tal utilizou-se a metodologia Ciclo de Rotinas, iniciando-se as atividades pela realização de um inventário completo das condições operacionais das UTEs com motores diesel da concessionária do Estado do Pará.

Considerando-se que a geração de energia elétrica nas localidades atendidas pela concessionária do Pará, em serviço público, era por vinte e quatro horas, uma das ocorrências identificadas como críticas, e que deveria ser tratada, era o número total de desligamentos nas usinas do sistema isolado, sendo esta a primeira necessidade a ser monitorada.

Utilizando-se as informações do banco de dados da concessionária do estado iniciando-se a pesquisa em 2002, ano a ano foram levantadas as características das UTEs, no Estado do Pará, foram criados gráficos de acompanhamento, de forma a criar um histórico sobre a operação das usinas, onde foram classificados os desligamentos ocorridos em todas as usinas, conforme mostrado na Tabela 6.2, que mostra uma tabela com os desligamentos ocorridos nas UTEs do sistema isolado no ano de 2008.

É importante notar na Tabela 6.2, que foi usada o Ciclo de Rotinas para se visualizar quais as usinas que se mantiveram abaixo, dentro ou acima do número de desligamentos estipulados, em um determinado período.

As falhas que ocorreram nos sistemas das UDGs foram agrupadas e classificadas de forma que fosse possível identificar as usinas mais críticas. Para cada tipo de falha foi atribuído um valor crítico inicial, os quais tiveram seus valores ajustados conforme o treinamento das redes neurais, em função dos desligamentos ocorridos nos sistemas.

Paralelamente ao levantamento das atividades referentes aos desligamentos nas usinas buscou-se identificar outros problemas críticos nas UDEs do sistema isolado.

Tabela 6.2. Quantidades e causas dos desligamentos nas usinas do sistema isolado

CAUSAS DOS DESLIGAMENTOS OCORRIDOS EM 2008 NAS USINAS DO SISTEMA ISOLADO NO ESTADO DO PARÁ

SISTEMAS	Sistema de Alimentação de Combustível	Sistema de Força	Sistema de Arrefecimento	Sistema de Admissão de Ar	Sistema de Lubrificação	Sistema de Exaustão	Sistema de Partida ou Elétrico	Sistema de Proteção	Sistema de Regulação de Velocidade	Avaira no Gerador	Painel e Quadro de Comant	Sistema de Transformação	Indisponibilidade de Geração	Operação (Sincronismo)	Entempéries / Animais na Subestaçã	Manutenção Programada	Causa Ignorada	Falha de Estabilidade / Falha na RD	Total
AFUA	3	2	22	1			1	6	3		13	1	2	1					55
ALENQUER	10	1	12		4		1	6	2	2	6	1	5	1		1	1	4	57
ALMERIM		1	11		1		2	2	3	1	4	2	3				1	1	32
ANAJÁS	5	1						3			5		2	3					19
AVEIRO	1		1	2							1					1	1		7
BAGRE	3		2				1	7		1	12			2		1	4		33
BANNACH												2			3	1			6
BARREIRA DO CAMPO	1	1	2								3			2				1	10
BREVES		4	55	1					6	6	13	1	53	12	4	2	2	23	182
CACHOEIRA DO ARARI	9	1			2			5	5	4	6		12	7	1			1	53
CASTELO DOS SONHOS	8	2	51					31	1	2	11	2	22	10	6	7	5	2	160
CHAVES	2		1								3								6
COTIJUBA	2	1						1	2	1	7			3				1	18
CURRALINHO	2		14		4			2	2	1	16		11	1				1	54
CURUÁ		1	10					2	1	2	4	1	13					2	36
FARO	1		2					1	1		3		8	1			4		21
GURUPA			21		2			5		6	13	3	12		4	1	2	21	90
JACAREACANGA	10							6	4	1	2			13	1		2		39
JURUTI		2	19		1		1	21			6	8	21	5	2	2	7	9	104
KARAPANÃ			3					5		5	6		8	1		3		2	33
MANDI	1				1			30			1		1	10	5				49
MELGAÇO	4	1	4					2	3		4	1		2					21
MONTE ALEGRE	10	1	15		3			30		1	2	7	23	15	5		6	79	197
MUANÁ	3		6		2			5	2	1	12	1	38						70
NOVA ESPERANÇA DO PIRIÁ																			
NOVO PROGRESSO	12		3		4			14		4	16	13	36	3	2	2	5	14	128
OBIDOS	1	1	4		5			32		5	4	7	2	10	6	1	1	11	90
OEIRAS DO PARÁ		1	26				3	3		2	1	1	2	1		1			41
ORIXIMINÁ	7	2	16		6			7		3	4	4	3	8		3		10	73
PONTA DE PEDRAS	1		3		1			11	1	2	2	5	3	6		1		25	61
PORTEL	1	2	25	1	3		1	12	1	2		2	12	4		2		2	70
PORTO DE MOZ	1	1	4		2		1	5	3	4	3		2	5		1	2	1	35
PRAINHA			2					3		2		1				1	1		10
SALVATERRA	10	4	14	2	4			29	1	3	15	10	37	10		5	1	79	224
SANTA CRUZ DO ARARI	1							3		2	1			3					10
SANTA MARIA DAS BARREIRAS			2					6			3		4	2			1		18
SANTANA DO ARAGUAIA					2		1	5		1	1	2	10	1	1	3			27
SÃO SEBASTIÃO DA BOA VISTA		1	8					6	1	2	15		12	3		1		31	80
SOURE	10	2	13	1	5		2	5	1	5	2	5	17	2		2		21	93
TERRA SANTA		1	9				2	20	1			3	3	4	1	1	5	41	91
TOTAIS	119	34	380	8	52		16	331	44	71	220	83	377	151	41	43	51	382	2403

Retornar ao Menu da Sistematização | Total de Desligamentos | Desligamentos **CELPA** | Desligamentos **GUASCOR** | Desligamentos **SOENERGY**

Com a utilização da metodologia, a partir do segundo semestre de 2002, com a classificação dos tipos de desligamento, o registro dessas anomalias serviram para a formação de histórico de falhas obtido no registro de ocorrência da usina, sendo que a formatação das ocorrências foi padronizada durante a utilização da metodologia.

Na Tabela 6.3 são mostradas a classificação dos tipos de falhas que causaram desligamentos, por sistema da UDEs e as quantidades de desligamentos ocorridos nas usinas do sistema isolado, no período de 2005 a 2009 nas UDGs da concessionária:

Tabela 6.3. Distribuição dos tipos de desligamentos nas unidades geradoras.

DISTRIBUIÇÃO DOS DESLIGAMENTOS OCORRIDOS NO SISTEMA ISOLADO						
Sistema	**Tipos de Desligamentos**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**
Motor	Sistema de alimentação de combustível	59	93	103	119	128
	Sistema de força	16	34	31	34	45
	Sistema de arrefecimento	219	294	375	380	353
	Sistema de admissão de ar	2	17	10	8	16
	Sistema de lubrificação	32	55	75	52	79
	Sistema de exaustão	0	0	0	0	0
	Sistema de partida ou elétrico	9	28	38	16	28
	Sistema de proteção do motor	123	267	298	331	334
	Sistema de regulação de velocidade	51	41	42	44	32
Acoplamento	Acoplamento	0	0	0	0	0
Gerador	Avaria no alternador elétrico (gerador)	81	78	97	71	69
Quadro de comandos	Painel elétrico ou quadro de comandos	149	210	190	220	232
Subestação	Sistema de transformação	50	59	55	83	116
Causas diversas	Indisponibilidade de geração de energia	180	296	355	377	359
	Operação (sincronismo)	105	95	114	151	188
	Intempéries / Animais na subestação	25	12	12	41	56
	Manutenção programada	14	17	25	43	62
	Causa ignorada	53	39	52	51	69
Rede de distribuição	Falha na estabilidade / Falha na RDU	152	379	376	382	418

A identificação e cadastro dos desligamentos, mostrado na Tabela 6.3 e que ocorreram nas usinas serviram de fonte para a formação da base de conhecimento e para obtenção dos cenários para criação das redes neurais das falhas nos sistemas de geração.

Enfatiza-se que, apesar de se dispor dos desligamentos de todas as usinas dos sistemas isolados, apenas os ocorridos nas UTEs da concessionária do estado foram analisados e fizeram parte da base de conhecimento do Ciclo de Rotinas e esses dados serviram para detecção das falhas através do treinamento de e redes neurais.

A Figura 6.3 apresenta os resultados do levantamento dos desligamentos ocorridos nas UTEs, no período de 2003 a 2009, em todas as usinas do sistema isolado do Pará, as próprias

da concessionária (17 usinas, em vermelho), e as usinas de empresas terceirizadas (23 usinas, em azul e laranja), distribuídas pelo Estado.
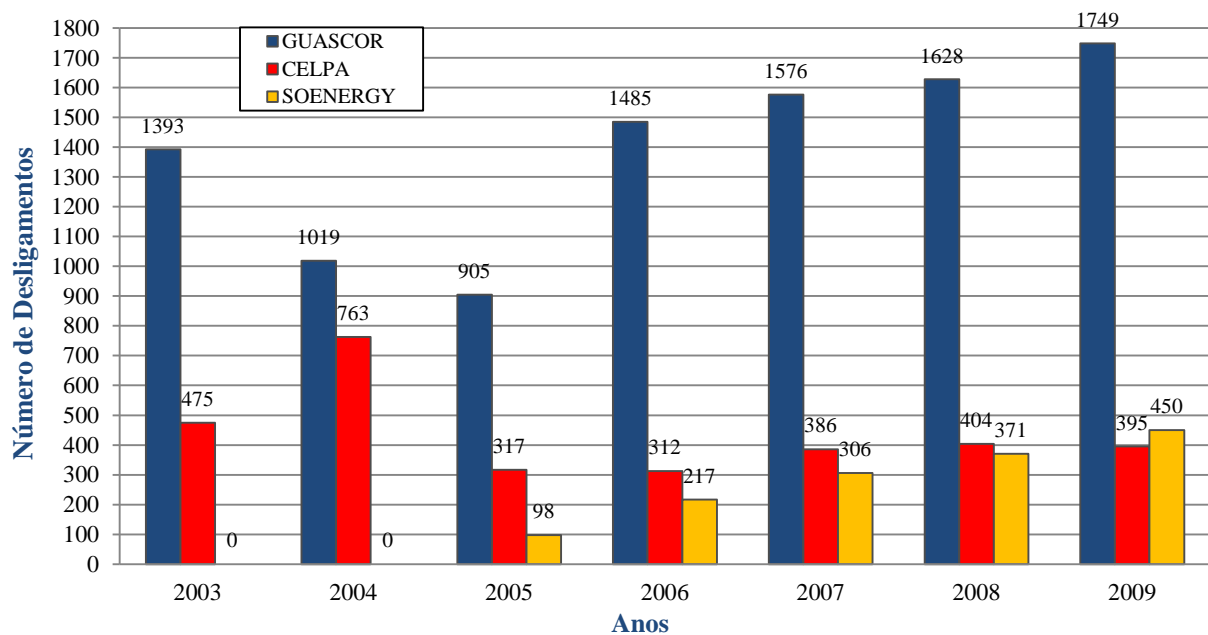
Figura 6.3. Desligamentos ocorridos nas usinas do sistema isolado no Estado do Pará no período de 2003 a 2009.

No monitoramento dos desligamentos, mostrado na Figura 6.3, foram registradas todas as interrupções do fornecimento de energia com duração superior a três minutos. Foram registrados os desligamento totais ou parciais da UTE, incluindo as intervenções em alimentadores, as manutenções programadas e os racionamentos nas localidades, etc.

Além da identificação das criticidades era necessário se identificar quais os componentes e/ou elementos das usinas eram os responsáveis pelos desligamentos.

Esta atividade foi desenvolvida a partir da realização de um inventário geral dos estoques de materiais, dos equipamentos e dos procedimentos e normas aplicadas nas usinas, a fim de cadastrá-los na base de conhecimento do *software* Ciclo de Rotinas.

Além das questões referentes aos desligamentos, com a utilização das ferramentas gerenciais foram identificados ainda outros pontos críticos nas UTEs, como:

- Elevado consumo específico das UDGs;
- Diversidade de elementos consumíveis (óleo lubrificante, filtros, óleo combustível, etc.);
- Falta de normas e procedimentos operacionais específicos para a geração de eletricidade;
- Falta de padronização dos elementos e estruturas que compõe as usinas;

- Falta de treinamentos e reciclagem dos operadores das usinas e das equipes de manutenção das UTEs;
- Vida útil elevada das unidades geradoras;
- Falta de renovação dos componentes dos grupos geradores;
- Controle ineficaz das ocorrências e do histórico de anomalia dos equipamentos;
- *Software* de gerenciamento da manutenção subutilizado pelas pessoas responsáveis pela manutenção das unidades geradoras;
- Comunicação deficiente entre as usinas e os responsáveis pela manutenção das UTEs;
- Falta de metodologia para realização das atividades de manutenção.

6.2.2. Análise e/ou definição das ferramentas

A ferramenta gerencial adotada pela concessionária do Pará é o SIM, *software* comercial de gerenciamento de manutenção de sistemas, que era usado para controle ordens de serviço (abertura e fechamento), e como banco de dados dos itens de manutenção.

Contudo, houve a necessidade de se adaptar as informações levantadas para que o SIM pudesse ser utilizado para monitoramento das anomalias. Mesmo assim, o levantamento dos desligamentos das UTEs foi realizado somente através do *software* da metodologia “Ciclo de Rotinas”, já que o SIM não dispunha de um módulo pronto para este tipo de controle.

A meta traçada para a utilização da metodologia Ciclo de Rotinas nas usinas da concessionária foi à redução e controle dos desligamentos ocorridos nas UTEs, reduzindo em 5 %, por ano, as intervenções nas usinas. Ou seja, seria aceitável a ocorrência de até três desligamentos mensais, até o ano de 2009, considerando todos os tipos de ocorrências, pois por se tratar de um sistema dinâmico era aceitável ocorrer interrupções em forma de desligamentos programados, para manutenções, revisões, inspeções, etc.

Na metodologia ciclo de rotinas decidiu-se utilizar as técnicas de lógica *fuzzy* empregando-as na árvore de falhas, para montar uma lógica para a detecção dos tipos mais comuns de falhas. Para isso, foi desenvolvido um mecanismo de comunicação imediata dos responsáveis pela manutenção com as usinas, a fim de se obter maiores detalhes das ocorrências e uma classificação mais exata de cada falha nos sistemas.

Por se tratar de um *software* desenvolvido em uma plataforma aberta, foi possível inserir no Ciclo de Rotinas todas as planilhas e bancos de dados utilizados pela concessionária do Pará, onde foi possível acompanhar a tendência do comportamento das anomalias, através de gráficos e tabelas desenvolvidas no próprio *software*.

Além dos desligamentos das usinas da concessionária foram centrados esforços na organização, no monitoramento, na padronização de documentos, normas e procedimentos, além da realização de treinamentos e de reciclagem dos operadores e, principalmente, na redução de custos operacionais e de manutenção, visando uma redução de até 3 % por ano.

6.2.3. Sistematização e/ou classificação

Com o inventário das características gerais das usinas, foram codificados e cadastrados no *software* Ciclo de Rotinas todos os sistemas dos elementos das UTEs, com seus subsistemas, periféricos e acessórios, sendo que a divisão obedeceu à seguinte ordem dos subsistemas:

- Subsistema dos equipamentos auxiliares e gerais;
- Subsistema de força do motor;
- Subsistema do gerador (alternador elétrico);
- Subsistema do quadro de comandos;
- Subsistemas da subestação da usina (transformação);
- Subsistemas de estruturas civis e
- Subsistemas de segurança.

Houve a necessidade de sistematizar os planos de manutenção das UDGs, definindo a realização da manutenção por classificação do equipamento pelo porte, por horas de operação e por grupamento de máquinas de mesmo fabricante, conforme mostrado nos Apêndice A e C.

A técnica adotada para a codificação operacional dos elementos dos subsistemas de geração foi os códigos KKS, desenvolvida de forma que fosse possível identificá-los no sistema de geração, rapidamente e de forma eficiente e sem duplicidades.

Com a classificação dos elementos de uma UDG é possível montar uma base de conhecimentos completo de um grupo gerador, com a identificação de todos os componentes e seus respectivos valores críticos iniciais.

Além da classificação dos elementos que compõe uma UDG é importante saber qual o tipo de falha é a que mais afeta o seu desempenho, a fim de minimizar tais efeitos.

A Tabela 6.4 apresenta os tipos das falhas nos elementos do sistema de geração. A identificação dos tipos e de suas faixas auxiliou no desenvolvimento das atividades de detecção neural de falhas.

Tabela 6.4. Tipos das falhas no sistema de geração.

TIPOS DAS FALHAS NOS SISTEMAS DE GERAÇÃO	
Símbolo	**Descrição**
FFE	**Falha funcional do equipamento:** responsável pela por uma falha no desenvolvimento da função, ocorre quando o equipamento não opera em condições nominais.
FOS	**Falha operacional do sistema:** falha causada devido à operação indevida ou errônea de um equipamento ou sistema, caudada por falha no sincronismo, falta de ajuste dos parâmetros ou na operação da UDG.
FAI	**Falha por atuação indevida do Equipamento:** falha causada por atuação indevida de um componente do sistema de geração, causada por defeito no próprio componente.
FQE	**Falha por quebra de componentes do equipamento:** falha causada pela quebra ou avaria total do equipamento, causada por dano permanente do mesmo durante a sua operação normal.
FME	**Falha na manutenção do equipamento:** falha causada por uma manutenção mal sucedida ou indevida, causada por pessoal sem autorização para o desenvolvimento da atividade.
FAM	**Falha por atraso da manutenção:** falha causada devido à extensão ou atraso do tempo de atendimento para realização da manutenção dos componentes do sistema de geração.
FCC	**Falha por curto-circuito na rede elétrica:** falha causada por curto-circuito na rede elétrica que venha desligar ou danificar equipamentos do sistema de geração.
FIS	**Falha por intempéries no sistema:** falha causada por influência das condições atmosféricas ou animais nos equipamentos, provocando o desligamento de um ou mais sistema de geração.
FMA	**Falha por dano causado ao meio ambiente:** falhas causadas por danos, físicos, químicos ou biológicos ao meio ambiente do local da instalação.
FIG	**Falha por indisponibilidade de geração:** ocorre quando um sistema de geração não consegue atender a demanda total ou parcial de uma localidade, por deficiência de uma ou mais UDGs.

Todos os tipos de falhas descritas na Tabela 6.4, são avaliadas e classificadas a partir do relatório de ocorrências das usinas. Cabe ao responsável pelo recebimento deste documento a interpretação das falhas, pois o que se busca é obter a tendência de crescimento de uma falha, para que as mesmas possam ser analisadas e sanadas.

Os valores críticos iniciais das falhas no sistema de geração são obtidos através do relatório de ocorrências e da aplicação da técnica da matriz de risco, ou seja, da matriz GUT (Gravidade x Urgência x Tendência), a qual se encontra descrita no Apêndice H.

6.2.4. Parametrização e/ou padronização

Após a identificação das necessidades das usinas foi necessário obter os parâmetros, ou os limites operacionais para a operação e manutenção das UDGs, de todas as usinas da concessionária do Pará. Desta forma foram realizados testes de comissionamento nas UDGs nas UTEs para obtenção dos parâmetros operacionais.

O programa de inspeções a ser executado em uma UDG pode ser desenvolvido em função do número de horas de operação ou por grupamento de máquinas de mesmo fabricante. No Apêndice G são descritas as características do plano de manutenção de UDGs

Para a padronização dos procedimentos e da periodicidade dos planos de manutenção, faz-se necessária à obtenção dos parâmetros operacionais das UDGs. Esta atividade é chamada de parametrização, na qual, através de ensaios normalizados de comissionamento, são obtidas as faixas dos parâmetros de operação e a curva característica de consumo específico das unidades geradoras.

Segundo SANTOS e NASCIMENTO (2010b) a curva característica de consumo específico de uma UDG tem como finalidade definir a faixa (campo) de operação ótima do grupo gerador e é obtida através de testes de comissionamento conforme as normas NBR 6376, NBR 8422 e NBR 5477 (ABNT, 1984, 1985 e 1997).

A partir do levantamento dos testes de comissionamento realizados nos grupos geradores das UTEs do Estado do Pará foi possível definir os parâmetros operacionais das UDGs, em função do porte e da potência nominal, sendo que estas informações foram colocadas na base de conhecimento do *software* desenvolvido. Estas informações, com as suas devidas tolerâncias, eram as referências operacionais (condições iniciais – C_0) para a elaboração de diagnósticos e prognósticos operacionais.

A Figura 6.4 mostra um exemplo de curva de consumo específico para uma UDG de médio porte de uma das localidades da concessionária do Pará.
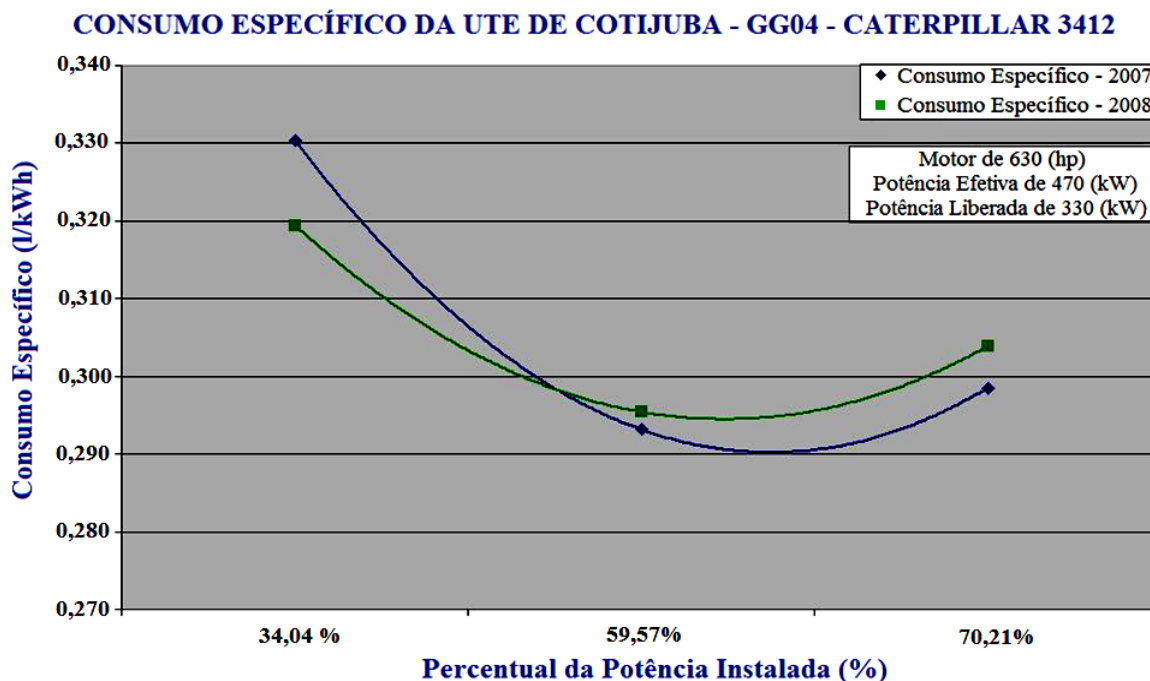
Figura 6.4. Curva de consumo específico de uma unidade geradora de médio porte.

Na Figura 6.4 percebe-se que houve um aumento do consumo específico da UDG da UTE de Cotijuba, em ensaios consecutivos entre duas revisões gerais. Esta variação foi devido ao regime de operação, a modulação de carga, a degradação de alguns componentes do

motor, entre outros fatores, além da elevada vida útil da UDG. Através destes fatores foi possível simular a relação custo benefício das revisões, reduzindo os custos destas operações.

Com a padronização dos procedimentos dos ensaios de comissionamento nas UDGs foi possível avaliar o desempenho operacional de todos os grupos geradores da concessionária, através do monitoramento do seu consumo específico e acompanhar o comportamento operacional pelas faixas de consumo específico de combustível em um determinado tempo.

As faixas de consumo específico em função da potência nominal dos motores estão expostas na Tabela 6.5.

Tabela 6.5. Consumo específico e rendimento das unidades geradoras.

CONSUMO ESPECÍFICO DAS UNIDADES GERADORAS		
EQUIPAMENTOS	**MOTOR**	
Classificação	**Potência Nominal (hp)**	**Consumo Específico (l/kWh)**
Pequeno Porte	$550 \leq P_n$	*0,330 – 0,360*
Médio Porte	$550 < P_n \leq 1400$	*0,300 – 0,330*
Grande Porte	$1400 < P_n$	*0,270 – 0,300*

Fonte: SANTOS, E. C. (2004).

Nas UDGs pode-se avaliar o desempenho operacional através do seu consumo específico, que é a relação entre o consumo de combustível em um determinado tempo, em litros ou kg, pela energia gerada, para uma variação de carga no mesmo período. A relação de consumo específico das UDGs apresentada por SANTOS, E. C., (2004) tem os valores conforme a Tabela 6.5:

Com as faixas operacionais de consumo específico das UDGs, Tabela 6.5, foi criada uma sistemática de monitoramento global para cada usina. Através desta atividade foi possível detectar quais os equipamentos que operavam fora das condições estipuladas e se investigar quais as causas desse comportamento.

Visando a redução de custos operacionais foi estudada a extensão da periodicidade de troca dos elementos consumíveis das UDGs.

Este estudo foi motivado pela identificação de grande diversidade de elementos consumíveis, com diferentes periodicidades de troca. Ao final do estudo foram padronizados os elementos filtrantes de alguns tipos de motores.

O levantamento das informações de periodicidade de troca de elementos consumíveis das UDGs do Estado do Pará ocorreu no período de 2002 a 2008, conforme mostrado na Tabela 6.6.

Tabela 6.6. Alteração na periodicidade de troca dos elementos consumíveis das UTEs.

COMPARAÇÃO DA PERIODICIDADE DE TROCA DOS ELEMENTOS CONSUMÍVEIS DAS UTEs		
Periodicidade de uso dos elementos consumíveis nos motores	**2002**	**2008**
Filtros		
Água (h)	300	500
Ar (h)	500	1000
Óleo lubrificante (h) (principal, de *by pass*, e secundário)	250 / 300	500
Óleo combustível (h) da linha de alimentação de óleo / do corpo do motor	300	500 / 1000
Aditivos para radiador (h)	Sem uso	6.000
Carga de óleo lubrificante (h)	250	500
Tipo de óleo combustível (diesel)	Marítimo	Tipo B / Biodiesel B2
Correias de acionamento do ventilador (h)	1.000	6.000

Fonte: SANTOS e NASCIMENTO (2009).

É importante ressaltar que todas as alterações sugeridas e realizadas nos sistemas de geração das UTEs passavam por análises, pesquisas, testes de campo, etc., visando o planejamento das ações. Como, por exemplo, foi desenvolvido o programa de acompanhamento de análises da qualidade da água do sistema de refrigeração e de óleos lubrificantes usados nos motores das UDGs no qual foi possível estudar a extensão do uso da carga de lubrificante e a substituição dos filtros de água por aditivos para radiador, reduzindo os custos de manutenção e de operação, conforme mostrado na Tabela 6.6.

Com a padronização das periodicidades de trocas dos elementos consumíveis, foi possível alcançar uma redução significativa dos custos operacionais, como mostrado na Tabela 6.7, que expõe a redução de custos com filtros diversos, aditivo para radiador e óleo lubrificante e comparando-se as periodicidades e custos dos elementos no período de antes do levantamento dos dados, ou seja, em 2002, depois da utilização da metodologia, em 2008.

Tabela 6.7. Redução dos custos dos elementos consumíveis das UDGs.

ELEMENTOS CONSUMÍVEIS DAS USINAS					
Elementos	**2002**		**2007/2008**		**Diferença X R$ 1000**
	Unidade (*)	**Custo Anual R$ X 1000**	**Unidade (*)**	**Custo Anual R$ X 1000**	
Filtros (ar, óleos combustíveis, lubrificante, água)	7827	2.404,96	4390	1.006,66	1.972,05
Aditivo para radiador (l) (**)	1521	29,70	254	1,392	28,308
Óleo lubrificante (tambores)	658	614,70	278	312,42	302,28

(*) Número de filtros usados nos motores e de tambores de 200 litros de óleo lubrificante.
(**) O aditivo para radiador foi utilizado no sistema de arrefecimento dos motores em substituição aos filtros de água, os quais foram eliminados das UDGs;
Fonte: SANTOS e NASCIMENTO (2009).

Na Tabela 6.7 foi realizada uma comparação adotando-se os valores atuais unitários, em 2007 de cada elemento consumível, sendo que, foi considerada uma operação média de 08:00 horas diárias para os motores de pequeno porte, de 12:00 horas para os de médio porte e 16:00 horas para os de grande porte.

Para a avaliação e controle da quantidade de filtros a serem utilizados nas usinas em um determinado período, foi desenvolvida Equação (6.1), que representa a quantidade necessária de filtros por UDG:

$$T_P = \left(\frac{RMDO \cdot N_M \cdot T_C}{P_T} \right) \cdot N_{FM} \, , \qquad (6.1)$$

onde, T_P é a quantidade de filtros necessárias no período em estudo; RMDO é o registro médio diário de operação; N_M é o número de máquinas em estudo; T_C é o tempo de consumo dos filtros; P_T é a periodicidade de troca e N_{FM} número de filtros utilizados nos motores.

Assim sendo foi possível acompanhar a utilização e controlar os estoques de elementos consumíveis nas usinas.

Dentro da mesma linha de trabalho foram padronizadas as listagens básicas para as revisões gerais e parciais dos grupos geradores. Esta atividade apresentou redução significativa dos custos médios de manutenção das UDGs no período de antes do levantamento dos dados, em 2002, para o período de utilização da metodologia, em 2009, conforme mostrado na Tabela 6.8, que mostra o custo médio da manutenção nas UDGs.

Tabela 6.8. Custo médio da manutenção das UDGs.

CUSTO MÉDIO DA MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS (R$ X 1.000,00)						
UDGs	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008/2009**
Pequeno Porte	78,5	65,0	53,0	46,8	40,0	38,5
Médio Porte	210,0	150,0	130,0	120,0	90,0	86,2
Grande Porte	698,0	550,0	520,0	485,0	459,0	375,0

A redução de custos mostrada na Tabela 6.8 ocorreu devido à padronização das listagens de materiais e dos procedimentos utilizados nas revisões, juntamente com a terceirização de alguns dos serviços de manutenção realizados (SANTOS, E. C., 2004).

Os parâmetros operacionais também foram foco de estudos, pois com a realização de testes de comissionamento nas usinas foi possível levantar as condições operacionais e padronizar os limites de operação das UDGs, conforme mostrado na Tabela 6.9, que expõe um resumo de algumas grandezas monitoradas.

Tabela 6.9. Parâmetros operacionais das unidades geradoras das UTEs.

PARÂMETROS OPERACIONAIS DAS UNIDADES GERADORAS DAS UTEs			
Grandezas		**Unidade**	**Faixas**
Tensão de geração		Volts	480 ± 5
Tensão da rede de distribuição		Volts	13800 ± 5
Corrente	Pequeno porte	Ampère	361 ± 5
	Médio porte		712 ± 5
	Grande porte		4160 ±10
Frequência		Hertz	60 ± 2
Potência Nominal	Pequeno porte	Quilowatt	240 + 0 – 20
	Médio porte		470 +0 – 30
	Grande porte		1000 + 0 – 50

Com a definição dos parâmetros de operação e padronização dos limites para todas as usinas foi possível monitorar estas grandezas e detectar os equipamentos que estavam apresentando tendência de causar desligamentos no sistema de geração.

6.2.5. Planejamento, normalização e treinamento

Para a utilização da metodologia Ciclo de Rotinas foi necessário desenvolver novas, ou atualizar as várias normas, além de alguns procedimentos de manutenção e operação existentes na empresa, haja vista que, durante o inventário realizado, foi constatado que vários operadores das usinas afirmaram desconhecer tais documentos, chegando ao ponto de muitos não lembrarem mais dos treinamentos, que eram realizados somente no momento da contratação de novos funcionários.

Para sanar este quadro foi planejado, juntamente com o departamento de administração e recursos humanos da concessionária do Pará, no período de 2008 a 2009, treinamentos e reciclagens destinados à formação de pessoal para trabalhar com a operação e manutenção das usinas, ministrados por funcionários da própria empresa.

6.2.6. Execução e/ou otimização

A execução do planejamento da metodologia Ciclo de Rotinas ocorreu em duas fases: a primeira em 2007/2008 onde foi desenvolvida as cinco primeiras atividades e tarefas da metodologia, ou seja, a fase de identificação, de análise, de sistematização, de parametrização e de planejamento, que foi realizada a partir dos dados levantados no período de 2002 a 2007.

A outra que envolveu as atividades restantes do Ciclo de Rotinas, isto é, as fases de treinamento, de execução, de monitoramento, de controle e de avaliação, desenvolvida com os dados obtidos no período de 2008 a 2009, quando efetivamente foi possível se concluir as tarefas e atividades da metodologia.

A utilização da metodologia Ciclo de Rotinas nas UTEs com motores diesel propiciou aos responsáveis pela manutenção a possibilidade de programar as intervenções nas UDGs, pois através das análises nos históricos das ocorrências e da identificação dos componentes mais críticos de cada UTE, foram reduzidos o tempo de atendimento nas usinas, aumentou-se os controles dos parâmetros operacionais e, como consequência reduziu-se os custos operacionais da geração de energia no período de implantação.

6.2.7. Monitoramento e/ou controle

As atividades de monitoramento e controle dos parâmetros de geração das UTEs da concessionária do Estado do Pará foram baseadas no inventário das condições operacionais das UDGs, realizado nas atividades de identificação e/ou inspeção e na implantação nas usinas de equipamentos e instrumentos para aquisição dos dados da geração, como medidores de energia elétrica multifunção, Figura 6.5, e medidores de vazão, Figura 6.6, para medição do consumo e estoque de combustível.

Figura 6.5. Medidor de energia elétrica multifunção instalado na sala de comandos da UTE de Santana do Araguaia/PA 2008.

Para a instalação dos medidores de energia houve a necessidade de adaptação dos transformadores de potencial e de corrente das subestações de todas as usinas, pois dependendo da potência instalada e, para atender a legislação vigente (Resolução 163/05, da Eletrobrás), os medidores de energia eram instalados em caixas padronizadas nas salas de comandos, ou na saída das subestações ou nos quadros de comando das máquinas.

Figura 6.6. Medidor de vazão de combustível instalado na tubulação de alimentação dos motores da UTE de Santana do Araguaia/PA 2008.

Os medidores de energia eram programados para armazenar as leituras dos parâmetros elétricos na memória de massa do equipamento, a cada cinco minutos e, juntamente com os estes dados eram armazenadas as informações do consumo de combustível geral da usina.

Após a realização de treinamentos com todos os operadores e com a equipe de manutenção, foi desenvolvida no *software* uma rotina de acompanhamento das operações diárias das usinas através das curvas de carga construídas para cada UTE, como mostrado na Figura 6.7, onde se vê a tela do *software* Ciclo de Rotinas onde é possível realizar o monitoramento da operação através da curva de carga da localidade de Anajás em 2008.

Hora	22/06/2008 Domingo	11/06/2008 Sábado
1	445	490
2	425	450
3	415	430
4	400	415
5	385	400
6	370	370
7	310	315
8	295	325
9	325	330
10	330	350
11	345	370
12	330	345
13	365	370
14	375	390
15	390	400
16	385	400
17	385	390
18	380	400
19	610	640
20	570	720
21	565	650
22	550	590
23	500	560
24	480	510

MÁQUINAS INSTALADAS			
UDG	MODELO	kW	A
01	NTA 855 G2	240	361
02	NTA 855 G3	240	361
03	NTA 855 G2	240	361
04	NT 855 G2	212	361

Figura 6.7. Monitoramento das curvas de carga para UTE de Anajás em 2008 (SANTOS e NASCIMENTO, 2010b).

O acompanhamento diário da operação deve levar em consideração as características das UDGs instaladas na usina, conforme pode ser visto na Figura 6.7. O *software* desenvolvido apresenta como resultado, para o usuário, as melhores configurações de operação de máquinas para cada horário do dia, em função da demanda a ser atendida, visando o consumo específico ótimo, assim como o maior fator de utilização da UTE.

Através das análises nas curvas de cargas das usinas, como mostrado no exemplo da Figura 6.7, foi possível se alterar o regime de operação de algumas UDGs, pois antes a operação era feita com rotatividade de máquinas a cada oito horas, passando para um regime operação de vinte e quatro horas, a fim aumentar a confiabilidade operacional das máquinas e reduzir o número de avarias nos elementos do sistema de partida dos motores, bem como visando à redução do consumo específico global da usina.

Outros parâmetros que passaram a ser analisados e monitorados, após a implantação dos equipamentos de monitoramento nas instalações das usinas, foram às curvas de consumo especifico das UDGs, conforme mostrado na Figura 6.8, que onde pode ser visto um exemplo da análise destas curvas para as UDGs da UTE de Anajás nos anos de 2008 e 2009.
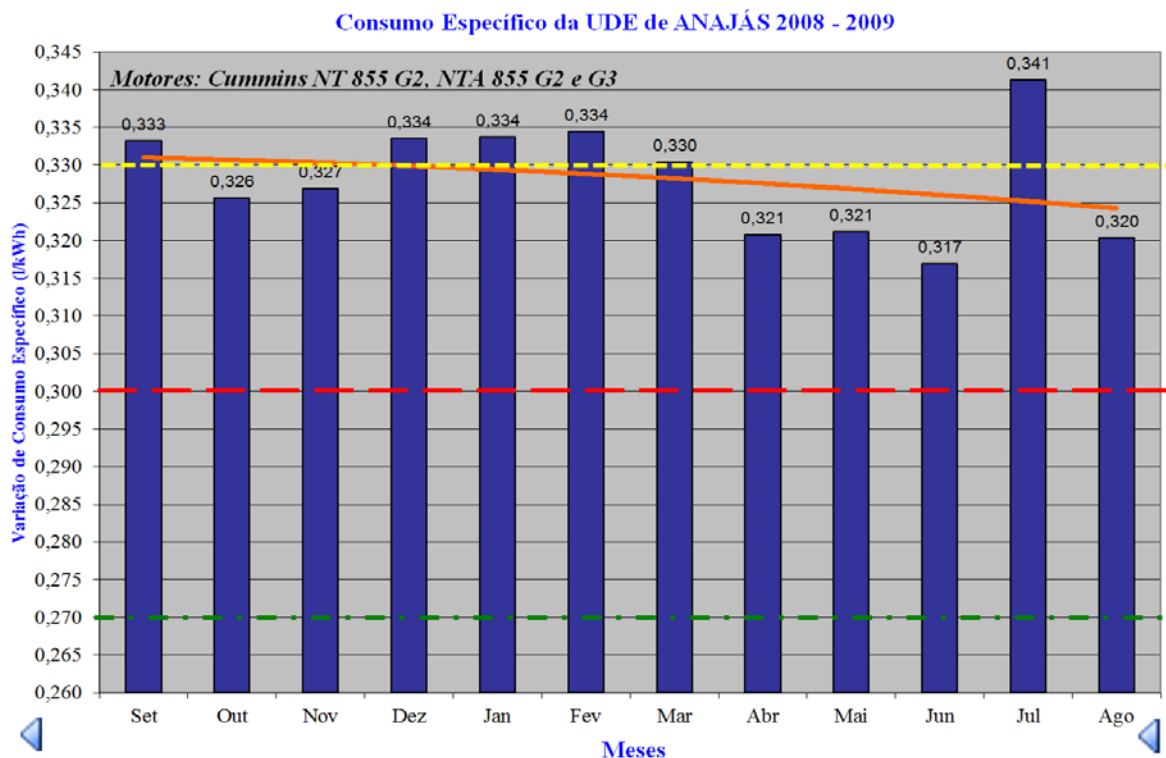
Figura 6.8. Monitoramento das curvas de consumo específico para UTE de Anajás (SANTOS e NASCIMENTO, 2010b).

Na Figura 6.8 pode-se visualizar que foram criados alarmes para o monitoramento do consumo específico das unidades geradoras distribuídos em faixas operacionais:

- **Em amarelo (tracejado curto):** consumo específico máximo para máquinas de pequeno porte, operando em paralelo e com carregamento de 80 a 90 % da potência nominal;
- **Em vermelho (tracejado longo):** valor de referência da CCC da Eletrobrás, limite estabelecido pela Resolução Normativa 163/05 da ANEEL (ELETROBRÁS, 2005);
- **Em verde (traço e ponto):** consumo específico para máquinas de pequeno porte novas ensaiadas em bancada de testes do fabricante;
- **Em laranja (linha contínua):** curva de tendência de comportamento do consumo específico das unidades geradoras de pequeno porte operando na UTE de Anajás entre os anos de 2008 e 2009.

Pode ser observado na Figura 6.8 que a característica do consumo específico da UTE de Anajás, ao longo do ano, apresenta uma tendência de redução do consumo específico, com oscilação, porém é importante ressaltar que este parâmetro encontra-se acima do valor de referência, estipulado pela Eletrobrás para este tipo de equipamento gerador. Indicando que, nesta usina, devem ser tomadas ações de manutenção, a fim de reduzir o consumo específico.

Após a identificação dos elementos mais críticos de cada usina, como mostrado nas Tabela 6.10 a Tabela 6.12, onde também podem ser vistos os levantamentos do histórico das maiores criticidades das UTEs, no período de 2005 a 2007, juntamente com seus códigos KKS e os nomes dos componentes, além dos diagnósticos e prognósticos e ações sugeridas para se sanar cada uma das ocorrências o programa calcula as criticidades e reajusta os valores críticos de cada componente estudado.

Tabela 6.10. Diagnósticos e prognósticos para os elementos críticos das usinas em 2005.

Usina	Código KKS	Componente do sistema	Diagnóstico	Prognóstico / Ação Adotada
Chaves	01CHV02MCI 001BBA0001	Bomba D'água	Qualidade da água de arrefecimento ruim (uso da água do rio).	Continuará havendo corrosão dos componentes do sistema de arrefecimento dos motores / Realização de testes físico-químicos da qualidade da água para se definir tipo de tratamento a ser utilizado.
Jacareacanga	01JAC01MCI0 03VSN0002	Válvula Solenoide	Queima da válvula solenoide do motor	Queima por deficiência na alimentação do sistema de corrente contínua da usina / Realização de manutenção preventiva no banco de baterias da usina
Bagre	01BRG01MCI 01RAD0001	Radiador	Qualidade da água de arrefecimento ruim (uso da água do rio).	Retirada do motor de operação por superaquecimento do mesmo por entupimento das galerias do radiador / Estudar e substituição dos filtros de água por fluido para radiador

Fonte: SANTOS e NASCIMENTO (2010a).

Tabela 6.11. Diagnósticos e prognósticos para os elementos críticos das usinas em 2006.

Usina	Código KKS	Componente do sistema	Diagnóstico	Prognóstico / Ação Adotada
Bagre	01BRG03QCM 14EXG0003	Excitatriz	Queima dos fusíveis da excitatriz	Existência de correntes acima e/ou abaixo da faixa nominal da excitatriz do quadro de comandos / Desenvolvimento de estudos para ampliar as proteções elétricas e a faixa de amperagem do equipamento
Melgaço	01MEL03MCI 003TOC0005	Tubulação de óleo Combustível	Entupimento das tubulações por sujeira e microrganismos	Ocorrência de desligamentos por falta de combustível e danos nos componentes do sistema de alimentação do motor / Investigação sobre a qualidade do combustível entregue e armazenado nas usinas (teste de laboratório)
Vila Mandi	01VMA01MCI 006SPO0005	Sensor de Pressão de Óleo	UDG sai de operação por sobrecarga	Atuação correta do sistema de proteção da UDG, porém as diversas saídas causam queima em outros componentes / Realização de monitoramento das condições operacionais e reforço das proteções.

Fonte: SANTOS e NASCIMENTO (2010a).

Tabela 6.12. Diagnósticos e prognósticos para os elementos críticos das usinas em 2007.

Usina	Código KKS	Componente do sistema	Diagnóstico	Prognóstico / Ação Adotada
Cotijuba	01COT04FOP0 18FOM0002	Falha da Operação	Operadores com dificuldade de realizar as operações de manobras e sincronismo da UTE	Necessidade de treinamentos aos novos operadores e de reciclagem aos operadores antigos da usina / Realização de treinamentos e acompanhamento dos coordenadores da manutenção elétrica e mecânica
Vila Mandi	01VMA03SPR 015RSV0003	Sensor de sobre velocidade	As UDG saem de operação por atuação do sistema de proteção por sobrecarga	Aumento das saídas da UTE em função de um grande consumidor não registrado (serraria) na localidade / Utilização de duas UDGs para atender a carga, as quais passariam a operar com metade de sua capacidade nominal
Bagre	01BRG02QCM 014EXG0005	Excitatriz	Perda de excitação da UDG	Foi verificada falha operacional nas manobras de sincronismo das UDGs / Realização de treinamentos e reciclagem para os operadores da UTE, sendo realizada a revisão geral dos quadros de comandos.

Fonte: SANTOS e NASCIMENTO (2010a).

Durante todo o período de levantamento de dados de desligamento, ou seja, as informações levantadas nos anos de 2005 a 2007 buscou-se determinar os componentes, os equipamentos e as usinas de maior índice de criticidade, ou seja, as UTE que causavam maior número de desligamentos no sistema de geração.

Para cada condição crítica identificada nos levantamentos foram desenvolvidos, pelos membros da equipe de manutenção da concessionária, diagnósticos e prognósticos operacionais para sanar tais anomalias, os quais serviram para referência para as possíveis soluções a serem utilizadas nas técnicas de lógica *fuzzy* e árvore de decisão.

Tabela 6.13. Diagnósticos e prognósticos para os elementos críticos das usinas em 2008.

Usina	Código KKS	Componente do sistema	Diagnóstico	Prognóstico / Ação Adotada
Vila Mandi	01VMA01MCI 006SPO0005	Sensor de Pressão de Óleo	Saída do motor por sobrecarga	Crescimento inesperado da carga das localidades / Operar com as três UDGs em certos horários do dia, conforme a curva de carga, a fim de evitar desligamentos da UTE.
Jacareacanga	01JAC03MCI0 03VSN0002	Válvula Solenoide	Operação indevida da válvula solenoide	Operação da usina retirava o equipamento do automático e operavam as UDGs, ou seja, UDGs operavam sem proteção / Desenvolvimento de novo procedimento operacional e treinamento dos operadores.
Bagre	01BRG01QCM 014EXG0003	Excitatriz	Queima dos fusíveis da excitatriz do quadro de comandos	Deficiência no sistema de corrente contínua da usina / Realização de manutenção com substituição de todas as baterias do banco de baterias da usina e desenvolvimento de procedimento operacional.

Fonte: SANTOS e NASCIMENTO (2010a).

Todas as anomalias mostradas na Tabela 6.13 foram sanadas, sendo que como um sistema especialista o Ciclo de Rotinas forneceu os diagnósticos e prognósticos de todas as UDGs, indicando os pontos críticos e as ações de manutenção preventivas, preditivas e proativas a serem tomadas para a solução de cada uma delas.

6.2.8. Avaliação e/ou tratamento

Uma das avaliações da metodologia Ciclo de Rotinas foi realizada em função da disponibilidade média das usinas da concessionária do Pará, calculada pela Equação (5.16) novamente no período antes dos levantamentos de dados, em 2002 variava entre 40 a 80 %.

Em 2008/2009 a disponibilidade das usinas alcançou valores entre 75 a 98 %, devido à filosofia de se manter nas UTEs as chamadas “reservas frias”, ou seja, em função da potência instalada e das configurações das UTEs, mantiveram-se UDGs reserva, para que, caso se perdesse a maior máquina da UTE, seria possível manter a geração de energia até que se processasse a recuperação da máquina avariada.

No tratamento das anomalias observou-se que, apesar de uma leve tendência de aumento do número de desligamentos das usinas da concessionária, Figura 6.3, a cada ano, novos problemas ficavam evidentes, como visto nos gráficos das Figura 6.9 a Figura 6.13, que mostra o levantamento das causas dos desligamentos das usinas do sistema isolado do Pará no período de 2005 e 2009.

A utilização da metodologia ciclo de rotinas propiciou uma ferramenta poderosa para os membros da equipe de manutenção da concessionária, pois durante a fase de levantamentos dos desligamentos, de 2003 a 2007, foi possível gerar gráficos onde foram expostos os percentuais de participação de cada tipo de falha em todas as usinas da concessionária.

Assim sendo foi possível observar a cada ano novos problemas ficavam evidentes, como mostrado no gráfico da Figura 6.9, onde pode ser visto que, em 2005, a maioria dos desligamentos foi devida as falhas no sistema de arrefecimento (superaquecimento); indisponibilidade de geração (por quebra de equipamentos) e falhas no sistema de alimentação de óleo combustível dos motores.
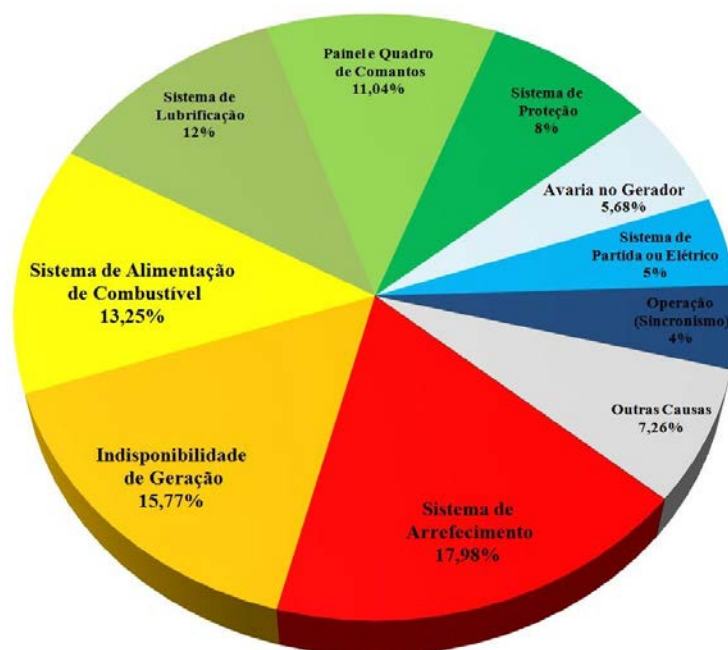
Figura 6.9. Desligamentos nas usinas do Estado do Pará em 2005.

Em 2006, Figura 6.10, a maioria das anomalias ocorreu devido a falhas no sistema de lubrificação, no sistema de alimentação (má qualidade do óleo combustível) e no sistema de proteção (queima de excitatriz estática).

Em 2007, Figura 6.11, as anomalias de desligamentos ocorreram devido às falhas no sistema de proteção; a avaria nos componentes dos painéis e quadros de comandos; falhas no sistema de lubrificação dos motores, com execução de inúmeras manutenções programadas.
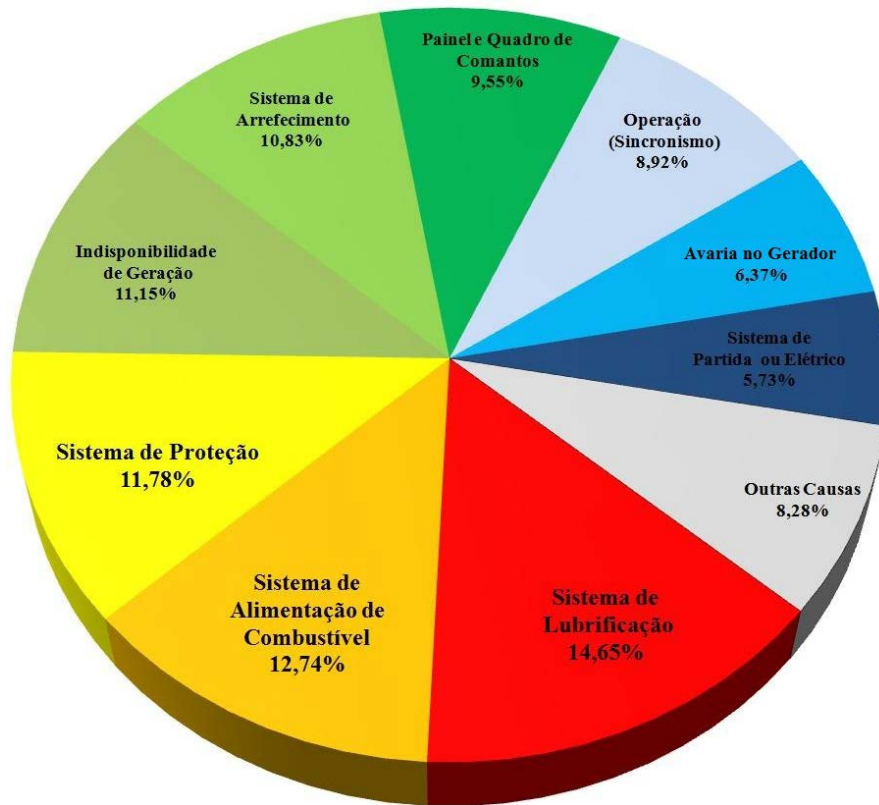
Figura 6.10. Desligamentos nas usinas do Estado do Pará em 2006.
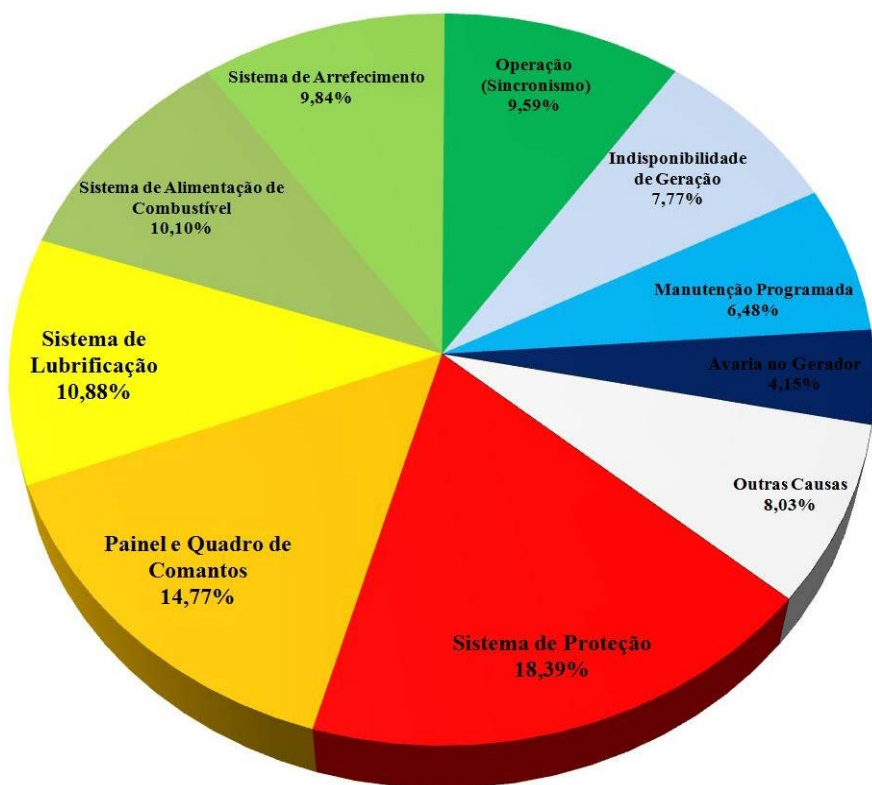
Figura 6.11. Desligamentos nas usinas do Estado do Pará em 2007.

Ressalta-se que os resultados dos levantamentos obtidos nas Tabela 6.10 a Tabela 6.13 e nos gráficos das Figura 6.9 e Figura 6.11 foram obtidos a partir de criteriosa investigação das reais causas dos desligamentos, sendo necessária a comunicação direta com a equipe de operação de cada uma das usinas da concessionária, a fim de evitar desvios de avaliação das causas.

Visando sanar a maioria das anomalias levantadas de 2005 a 2007 e visando à melhoria do sistema de proteção das UDGs, através da execução de manutenção programada, e observa-se uma redução neste tipo de ocorrência, pois em 2008, conforme mostrado na Figura 6.12, os desligamentos ocorridos nas UTEs foram devidos às avarias nos componentes dos painéis e quadros de comandos; falhas no sistema de proteção; no sistema de lubrificação no sistema de alimentação de combustível e devido a falhas na operação das unidades geradoras (sincronismos), (SANTOS e NASCIMENTO, 2010a).
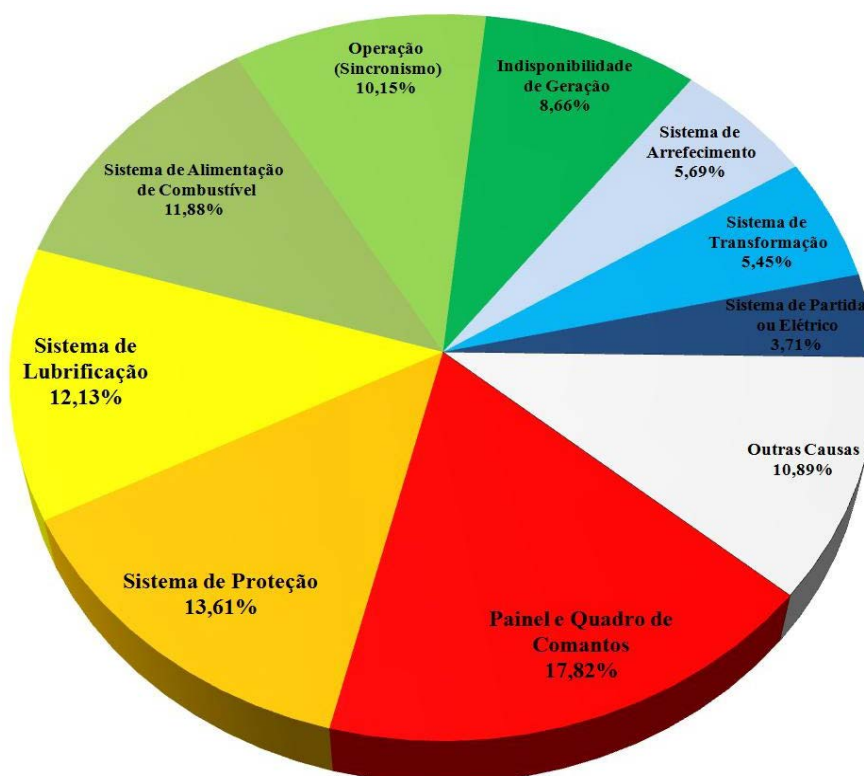
Figura 6.12. Desligamentos nas usinas do Estado do Pará em 2008.

As ações de manutenção iniciadas em 2008 refletiram na redução do número de desligamentos em 2009, conforme mostrado na Figura 6.13, que expõe que os desligamentos ocorreram devido às avarias nos componentes dos painéis e quadros de comandos; falhas na operação das unidades geradoras (sincronismo); sistema de alimentação de combustível; no sistema de proteção e no sistema de lubrificação.
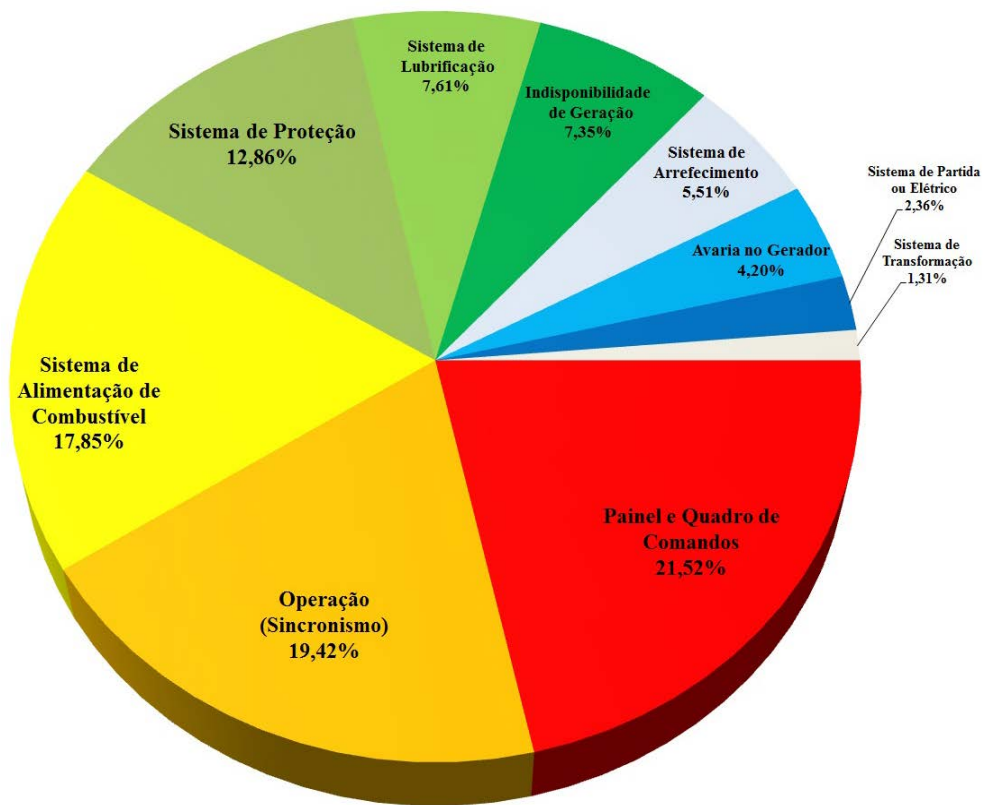
Figura 6.13. Desligamentos nas usinas do Estado do Pará em 2009.

Outro tipo de análise que os levantamentos e monitoramento dos desligamentos propiciou para a equipe de manutenção foi realizado através da curva de tendência dos desligamentos de maior ocorrência ao longo dos anos, conforme mostrado na Figura 6.14.
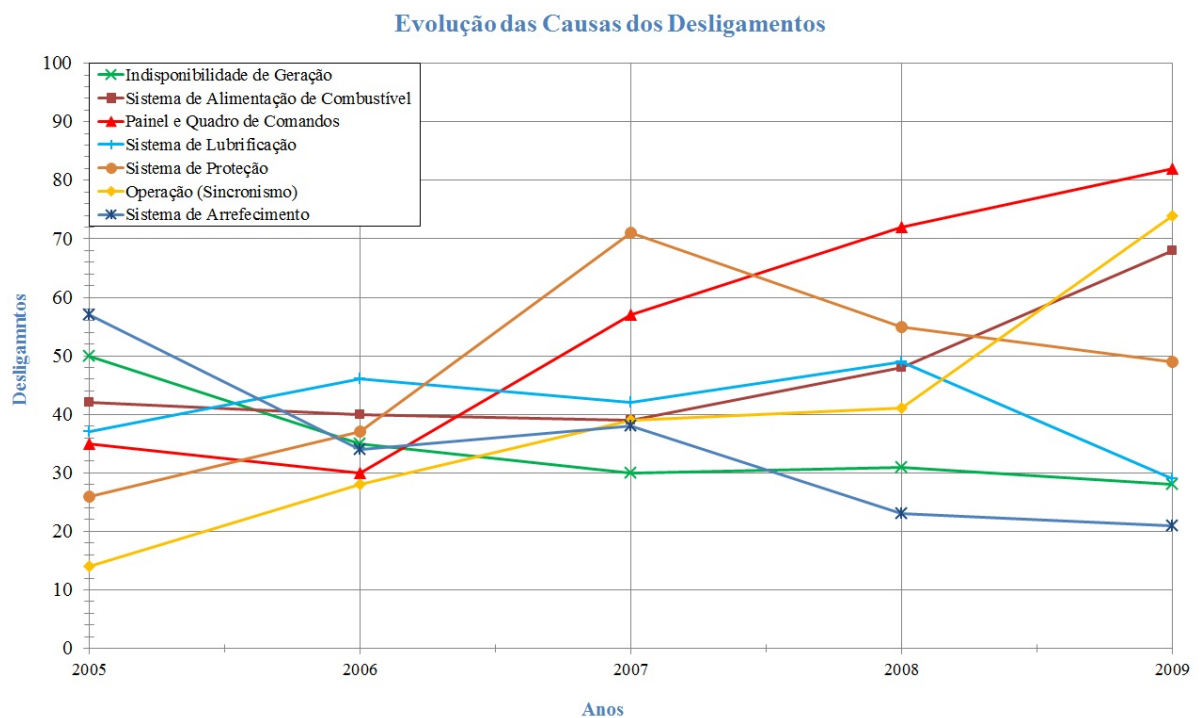
Figura 6.14. Evolução das causas dos desligamentos nas usinas do Estado do Pará.

Através da análise nas tendências das curvas apresentadas na Figura 6.14 percebe-se que alguns tipos de falhas de desligamentos apresentam forte tendência de crescimento, como é o caso dos desligamentos causados por falha ou avaria nos componentes dos painéis e quadro de comandos das UDGs e as falhas causadas por erros de manobra, ou de monitoramento, ou ainda de sincronismo, por parte dos operadores das usinas.

Contudo, é importante notar que em 2008 e 2009 o número de desligamentos nas usinas da concessionária foram praticamente os mesmos, porém os percentuais de algumas causas tiveram maiores índices, em relação a outros.

A utilização da metodologia Ciclo de Rotinas aliado ao uso do *software* Ciclo de Rotinas, tanto na fase de levantamentos de dados, como durante a sua utilização proporcionou uma série de informações uteis para a equipe de manutenção da concessionária, que passou a realizar intervenções programadas nas suas UDGs, evitando o uso de manutenção corretiva.

Outra importante contribuição da metodologia para a equipe de manutenção da concessionária é a criação de uma base de conhecimento, na qual foram introduzidas as experiências e conhecimentos dos membros da equipe de manutenção para se sanar as anomalias das UDGs.

Esta base de conhecimento tem grande importância na formação e treinamento dos membros da equipe de manutenção e para os novos operadores das usinas.

Esta metodologia também se mostrou eficaz quando comparada com outros *softwares* comerciais, pois é criada a filosofia de que é o *software* quem deve se adaptar ao sistema de geração e não o sistema de geração que deve se adaptar ao *software*.

A redução dos custos da geração é uma consequência do controle de todos os parâmetros envolvidos na manutenção e na geração de energia ao longo dos anos, pois com a metodologia Ciclo de Rotinas, busca-se o desenvolvimento da melhoria contínua.

Capítulo 7

CONCLUSÕES

A utilização da metodologia Ciclo de Rotinas para realizar o levantamento do histórico de anomalias nas UTEs, que utilizam o biodiesel como combustível no Estado do Pará, em relação a outros *softwares* comerciais apresentou-se eficaz, pois os objetivos e metas desenvolvidos foram alcançados de forma satisfatória e eficiente.

Um exemplo dessa eficiência foi que os desligamentos ocorridos nas usinas da concessionária do Estado do Pará mantiveram sua tendência de ocorrência nos anos de 2008 e 2009, com somente duas das UTEs investigadas ultrapassaram a meta estabelecida pela metodologia, enquanto que os desligamentos das empresas terceirizadas, contratadas pela concessionária, no mesmo período apresentam uma tendência de forte crescimento ficando a maioria das usinas com índices acima da meta estabelecida..

A metodologia aplicada permitiu o levantamento e o monitoramento dos parâmetros de desempenho da geração de energia das UTEs, propiciando a identificação, a quantificação e a proposição de soluções para sanar as causas das anomalias, promoveu o controle dos parâmetros da geração, a diminuição do número de desligamentos em até 15 % por ano e, como consequência, propiciou a redução dos custos globais de operacionais e de manutenção em 20 % nas UTEs do sistema de geração elétrica do Estado.

Durante o período de utilização da metodologia do Ciclo de Rotinas nas UTEs da concessionária do estado, todas as falhas que ocorreram nas UDGs foram estudadas, através de reuniões periódicas entre as equipes de engenharia e de técnicas manutenção mecânica e elétrica. Nestas reuniões eram apresentadas soluções para todas as deficiências, necessidades

e/ou anomalias identificadas, as quais foram registradas na base de conhecimento do *software* desenvolvido.

Assim, a base de conhecimento do *software* desenvolvido passou a conter as contribuições de todas as pessoas envolvidas na manutenção, incluindo as contribuições dos consultores e fabricante dos equipamentos para sanar anomalias, deste modo o tempo de intervenção nas UDGs era o menor possível, pois antes de realizar uma manutenção, o responsável recebia as instruções com base no histórico de ocorrências e na árvore de decisão.

Como produto final desta tese, foi disponibilizado para as UTEs da concessionária do Estado do Pará um *software* capaz de realizar a detecção de falhas e a elaboração de diagnósticos e prognósticos de 35 tipos de falhas nos sistemas de geração de energia elétrica com motores diesel, apontando os tipos e equipamentos mais críticos de cada UTE sugerindo ações para sanar as anomalias.

Uma ferramenta importante do *software* desenvolvido é o histórico de falhas, onde é exibida uma lista das ocorrências mais críticas, explicando características relativas como: a data e hora da ocorrência com geração de alarmes, descrição dos alarmes, código do equipamento, descrição do equipamento, descrição da falha e as sugestões de ações corretivas a serem tomadas.

Com o conhecimento pleno das causas das anomalias e o controle dos parâmetros operacionais, assegura-se um retorno à operação normal de funcionamento das UDGs em menor tempo e com menos custos.

E em última análise, podem-se estudar as decisões tomadas pelos operadores da usina, engenheiros e técnicos e pelos especialistas pela realização da manutenção para sanar os problemas ocorridos nas UDGs do sistemas de geração.

Outra ferramenta importante trata da detecção dos componentes responsáveis pelas falhas onde, a partir da classificação dos componentes, via código KKS, foi possível identificar a real causa de uma falha no sistema de geração e aportar as melhores ações a serem tomadas, reduzindo, assim o tempo de intervenção no equipamento, o que aumenta a disponibilidade percentual e a confiabilidade da UTE.

Ressalta-se que a base de conhecimento criada aplica-se somente para UTEs com motores diesel, dentro das classificações, das especificações e dos parâmetros operacionais. A implantação da metodologia Ciclo de Rotinas em outros sistemas de geração requer que sejam desenvolvidas as atividades listadas no Capítulo 3 desta tese.

Contudo, existe a necessidade de direcionamento gerencial das atividades, evitando a tendência de crescimento do número de anomalias. Assim, baseado no método seis sigmas, é preciso reformular as metas, a fim de manter os resultados alcançados, e melhorar,

continuamente, o desempenho da geração de energia elétrica no Estado do Pará, ou seja, é necessário realizar novos “giros” no Ciclo da metodologia desenvolvida.

Ressalta-se que a metodologia foi desenvolvida visando fornecer subsídios para a tomada de decisões gerenciais, pois foi possível avaliar e otimizar a geração de energia da concessionária, a partir da elaboração de diagnósticos e prognósticos dos elementos mais críticos do sistema.

A introdução das técnicas de inteligência artificial como a lógica *fuzzy* e redes neurais no Ciclo de Rotinas tornou o *software* ainda mais poderoso no desenvolvimento de todas as suas atividades e tarefas, fazendo com que as tomadas de decisão, tanto na operação quanto na manutenção, fossem ainda mais precisas, eficientes e visando o menor custo global.

Outro benefício é a possibilidade de simulação de diversos tipos de falhas nas UDGs que, além de servir para treinamento das pessoas envolvidas na manutenção, serve para o desenvolvimento de planos de manutenção ajustados as realidades de cada UTEs a ser gerenciada.

7.1. Contribuições do Trabalho

Este trabalho trouxe as seguintes contribuições:

- Padronização e organização dos procedimentos e normas operacionais de manutenção e operação para usinas termelétricas diesel;
- Criação de mecanismos e índices de avaliação do sistema de geração;
- Implantação de uma sistemática de atividades de gerenciamento da manutenção padronizados em sistemas de geração de energia;
- Determinação dos componentes e sistemas críticos de UDGs;
- Auxilia na elaboração de diagnósticos e prognósticos de falhas ocorridas no sistema de geração;
- Aumenta a disponibilidade e confiabilidade operacional da UTE;
- Propicia a redução de custos operacionais.

7.2. Trabalhos Futuros

Dentre as sugestões de trabalhos futuros tem-se:

- Implantação da metodologia Ciclo de Rotinas em outros tipos de sistemas de geração de energia;
- Criação de módulos específicos para gerenciamento de outros sistemas da usina como controle de materiais e dos custos da geração;
- Desenvolvimento de uma base de conhecimento que abranja as informações de outros sistemas de geração, de forma que se possa generalizar a metodologia;
- Melhoramentos na base de conhecimento com inclusão de mais dados referentes aos especialistas de diversos sistemas de geração de energia;
- Realização de mais experimentos sobre o sistema, a fim de validar o uso de árvores de decisão como técnica utilizada pelo sistema especialista;
- Desenvolvimento de módulos para uso da rede de computadores da empresa para manutenção e distribuição do SE desenvolvido;
- Incluir mecanismos automáticos de inclusão de novas regras e fatos, com consequente reconstrução das árvores de decisão;
- Realizar o treinamento de inúmeros casos, a fim de manter e possibilitar ações mais rápidas quando ocorrerem anomalias nos sistemas de geração;
- Desenvolvimento de ferramentas para realização de leitura automática dos equipamento utilizados para monitoramento dos parâmetros operacionais dos sistemas de geração;
- Realização da comparação entre as metodologias usuais e o ciclo de rotias;
- Realização de análise de retorno do investimento do treinamento durante a implantação da metodologia;

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas – NBR 6376 (P-MB – 749) (1985) – Motores Alternativos de Combustão Interna, não Veicular, Rio de Janeiro – RJ.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas – NBR – 8422 (1984) – Motor Auxiliar para Grupo Diesel Gerador de Embarcações – Verificação do Desempenho em Bancada, Rio de Janeiro – RJ.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas – NB – 130 (NBR 5477) (1997) – Apresentação do Desempenho de Motores de Combustão Interna, Alternativos, de Ignição por Compressão (diesel), Rio de Janeiro – RJ.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas – NBR – 5462 (1994) – Confiabilidade e Manutenabilidade, Rio de Janeiro.

ABRANTES, J. (2009) – Gestão da qualidade, Editora Interciênciau, Rio de Janeiro - RJ.

ACHARYA, Ashok D.; WOODS, Tim L. (2000) – GE *Speedtronic™ Mark VI Integrated Control System at Jacksonville Electric Authority* (JEA), POWER GEN’00.

ALMEIDA, P. E. M.; EVSUKOFF, A. G. (2003) – Sistemas Fuzzy. In: REZENDE, S. O. (Org.). Sistemas Inteligentes: fundamentos e aplicações. São Paulo: Manual, 169 – 202 pp.

ANEEL– Agência Nacional de Energia Elétrica (2011) – http://www.aneel.gov.br/, acessada em 14/02/2011.

ANP – Agência Nacional do Petróleo http://www.anp.gov.br/, acessada em 11/02/2011.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, LEI 11.097/2005, Introdução do Biodiesel na Matriz Energética Brasileira, Brasília - DF

BARBOSA, R. S. (2010) – Diagnóstico de Falhas de Turbinas a Gás com o Uso de Lógica *Fuzzy*, Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro – PUC/Rio.

BARBUCCI, P.; BELLAGAMBA, S.; Riga. B.; TOMASI, R.; TIRONE G. (2004) – *Application of a Diagnostic Tool to Improve the Operation of Gas Turbine Fleet*, ENEL, POWER GEN EUROPE’04.

BAUCH, V.; KILLICH, M. (2005) – *Diagnostics for condition-based maintenance on steam turbines and generators*, POWER GEN’05.

BINDERT, A.; WENDEL, C.; HOOF, M. (2004) – *Risk Management and Optimised Maintenance: Monitoring the Condition of Generators by Using Modern Diagnosis Tools*, POWER GEN EUROPE’04, Barcelona.

BROWNE, R. J.; CANE, B. J.; WINTER, P. (1999) – *Risk-Based Optimization of Plant Maintenance Programmers*, POWER GEN EUROPE’99.

BURTON, James G.; ABBOTT, Patrick D. (2004) – *Predictive Maintenance for Fossil Fueled Power Boilers*, POWER-GEN EUROPE’04, Barcelona.

CARVALHO, D. R. (2005) – Árvore de Decisão / Algoritmo Genético para Tratar o Problema de Pequenos Disjuntos em Classificação de Dados, Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro UFRJ, Rio de Janeiro – RJ.

CIHAN, H.; DAGLI & ANNA L.; BUCZAK & DAVID L.; ENKE & MARK; EMBRECHTS & OKAN; ERSOY (2007) – *Intelligent Engineering Systems Through Artificial Neural Networks – Amer Society of Mechanical*.

CONDE, C. L. R. (2006) – Análise de dados e Definição de Indicadores para a Regulação de Usinas Termelétricas do Sistema Isolado. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Pará – UFPA, Belém – PA, 179 p.

COX, E. (1994) – *The Fuzzy Systems Handbook. AP Professional.*

CUMMINS Brasil S. A. (1983) – Manuais de Operação e Manutenção – Motores Diesel.

DE ANDRADE E SILVA, R. B. e LUDERMIR, T, B., (2001) – *Hybrid systems of local basis functions, IOS Press, Intelligent Data Analysis,* vol. 5, pp.227–244

DONNE, M.; ALBINI, P.; THERKORN, D.; TAMS. A. (2006) – *Integrated Monitoring and Diagnostic System for Power Plant Services,* POWER GEN’06.

ENAP – Escola Nacional de Administração Pública (2003) – Indicadores de Desempenho, Brasília – DF.

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (2011), http://www.eletrobras.gov.br, acessado em 20/02/2011.

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S.A., MME (2003) – Ministério de Minas e Energia, Grupo Técnico Operacional da Região Norte – GTON. Manual de Recebimento,

Armazenagem, Manuseio e Qualidade de Produtos Derivados de Petróleo em Usinas Térmicas, Rio de Janeiro – RJ.

ELETROBRÁS – Centrais Elétricas Brasileiras S. A. (2005) – Resolução Normativa N°. 163/05 ANEEL – Sistema de Coleta de Dados Operacionais – SCD – Especificação Técnica, Rio de Janeiro – RJ.

FAST, M.; ASSADI, M. (2008) – *Condition Based Maintenance of Gas Turbines Using Simulation Data and Artificial Neural Network: A Demonstration of Feasibility, Proceedings of* ASME Turbo Expo 2008: *Power for Land, Sea and Air* – GT2008, Berlin – Germany.

FIGUEIREDO, Moacyr D. (1996) – Metodologia para o Desenvolvimento de Indicadores Estratégicos e Operacionais. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia de Sistemas, Instituto Militar de Engenharia, Rio de Janeiro.

GLUCH, J., KRZYZANOWSKI, J. *et. al.* (1998) – *New Methods in the Thermal Diagnostics of Power Equipment*, POWER GEN EUROPE'98.

HAYKIN, Simon (1999) – *Neural Networks: A Comprehensive Foundation*, Second Edition, *Person Education Inc., McMaster University, Hamilton, Ontario*, Canada.

JACKSON, N., CARTER, P., *The perception of risk*. In: ANSELL, Jake; WHARTON, Frank, *Risk: analysis assessment and management*. England: John Wiley & Sons, Ltd., ISBN 0-471-93464-X, 1992.

JELEN, F. C.; BLACK, J. H. (1983) – *Cost and Optimization, Engineering*, McGraw – Hill, Auckland – New Zealand.

KARDEC, A. e NASCIF, J. (2001) – Manutenção: Função Estratégica. 2ª. Edição, Quality Mark, Rio de Janeiro, 384 p.

KARDEC, A. e NASCIF, J. (2009) – Manutenção - Função Estratégica, 4ª. Edição, Quality Mark, ISBN.: 9788541400404, 440 p.

LIPOWSKY, H., STAUDACHER, S., NAGY, D. & BAUER, M. (2008) – *Gas Turbine Fault Diagnostics Using a Fusion of Least Squares Estimations and Fuzzy Logic Rules, Proceedings of* ASME Turbo Expo 2008: *Power for Land, Sea and Air* – GT 2008, Berlin – Germany.

LÓPEZ, N., RAPÚN, J. L. & RODRÍGUEZ, M. (1999) – *Components Diagnostic System for Identifying Power Loss Problems*, POWER GEN'99.

LORA, E. E. S. & NASCIMENTO, M. A. R. (2004) – Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação. Volume I e II, Editora Interciência, ISBN: 85-7193-105-4, 1265 p.

MAMDANI, E. H and ASSILIAN, S. (1975) – *An experiment in Linguistic synthesis with a Fuzzy Logic Controller*. IEE trans. Internat. J. Man-Machine Studies, V. 7, N°. 1, p. 1 – 13.

M$_C$KAY, Ian; HILBBERT, James; MILNE, Robert & NICOL, Charles (1998) – TIGER^{TM}: *Intelligent Continuous Monitoring of Gas Turbines*, POWER GEN'98.

MARTINELLI Jr., L. C. (1998) – Motores de Combustão Interna – Parte I; Cadernos Unijuí, Série Tecnologia Mecânica, Nº. 10.

MAY, P. R. (1999) – A Implantação de Modelos de Gestão em uma Empresa Pública: O Modelo de Gestão Participativa e o Modelo de Controle a Qualidade Total nas Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC. Dissertação de Mestrado. Departamento de Engenharia de Produção da UFSC, Florianópolis – SC, 137 p.

MENDEL, J. (1995) – *Fuzzy Logic Systems for Engineering: A Tutorial*. IEEE.

MITCHELL, T. (1997) – *Machine Learning*. New York: McGraw-Hill.

MOHAMMAD, R.; NADERI, E.; KHORASANI, K.; HASHTUDI-ZAD, S. (2010) – *Fault Diagnosis of Gas Turbine Engines by Using Dynamic Neural Networks*, *Proceedings of ASME Turbo Expo 2010: Power for Land, Sea and Air*, Glasgow – UK.

NEELAKANTAN, Ramesh, DOMANSKI, Pawel D. & SWIRSKI, Konrad (1998) – *Hybrid Neural Network Model Based Control of a Coal Fired Boiler*, POWER GEN'98.

NEPOMUCENO, L. X., (1989) – Técnicas de Manutenção Preditiva, Volumes 1 e 2, Editora Blucher, São Paulo.

RISING, B. & CUSACK, D. (1999) – *Advanced Optical Diagnostics for Gas Turbine*, POWER GEN'99.

ROSENBLATT, Frank (1958) – *The Perceptron: A Probabilistic Model for Information Storage and Organization in the Brain*, *Laboratório Aeronáutico de Cornell*, *Psychological Review*, Vol. 65, N°. 6, pp. 386 – 408.

SANTOS, E. C. (2004) – Curso de Operação e Manutenção de Unidades Geradoras – Departamento de Manutenção da Geração, Engenharia da Manutenção da Geração – DEMAG / Engenharia, Centrais Elétricas do Pará S. A. – CELPA, Belém – PA, 122 p.

SANTOS, E. C.; NASCIMENTO, M. A. R. (2009) – *Method of Determination of Critical Components of Power Generation Systems, Proceedings of COBEM 2009, 20th International Congress of Mechanical Engineering*, Gramado – RS – Brazil.

SANTOS, E. C.; NASCIMENTO, M. A. R. (2010a) – Ciclo de Rotinas para Melhoria de Sistemas e Processos de Geração de Energia Elétrica Aplicado na Região Norte do Brasil, CONEM 2010, VI Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, Campina Grande, Paraíba – PB, Brasil.

SANTOS, E. C.; NASCIMENTO, M. A. R. (2010b) – Análise de Criticidades e Falhas nos Componentes dos Sistemas de Geração de Energia Elétrica, CONEM 2010, VI Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, Campina Grande, Paraíba – PB, Brasil.

SECCHI, J. L. & BRIFF, D. (2005) – *SiEMPre: A Step Forward in Predictive Maintenance*, POWER GEN'05.

SCHEIDEL, Michael, BENDER, Karlheinz & TAUD, Robert (2004) – *Use and Experience of Gas Turbine On-line Diagnostics*, POWER GEN EUROPE'04, Barcelona.

SHAW, I. S. e SIMÕES, M. G. (2002) – Controle e modelagem *FUZZY*. São Paulo: FAPESP, 165 p.

SOUSA, R. G. (1999) – Desenvolvimento do Sistema de Implantação e Gestão da Manutenção, Dissertação de Mestrado do Curso de Engenharia de Produção, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, UFRGS, Porto Alegre – RS.

PEREIRA, José C. (2003) – Motores e Geradores – Princípio de Funcionamento, Instalação, Operação e Manutenção de Grupos Geradores Diesel.

VAN ROOIJ, A. J. F.; JAIN, L. C.; JONHSON, R. P. (1996) – *"Neural Network Training Using Genetic Algorithmic", Singapore: Word Scientific Publishing Co. Pte. Ltd.*

VALERO, A., SERRA, L. & LOZANO, M. A. (1993) – *Structural Theory of Thermoeconomics*. In: Richter HJ, editor. *International Symposium on Thermodynamics and the Design, Analysis and Improvement of Energy Systems, ASME Winter Annual Meeting ASME Book* N°. H00874, p. 189–98

WEI, C.; ZHANG, Z.; ZHAO, X.; WANG, G. (2010) – *Engineering Application of Labeling System in Power Plant*, IEEE.

WIREMAN, Terry, (1998) – *Developing performance indicators in managing maintenance*. New York: Industrial Press.

ZADEH, L (2003) – *Fuzzy Logic*. *Computer*. *Abril*, Vol. 21, pp. 83 – 93.

ZHANG, C., CHEN, S., ZHENG, C. G. & LOU, X. (2007) – *Thermoeconomic Diagnosis of a Coal Fired Power Plant*, *Energy Conversion & Management*.

ZURADA, J. M. (1992) – *Introduction to Artificial Neural Systems, West Publishing Company*.

APÊNDICES

Apêndice A – Usinas Termelétricas com Motores Diesel

Serão mostradas neste apêndice as descrições dos componentes dos motores diesel, um breve resumo do princípio de funcionamento, a sistematização e uma discussão a respeito das potências das unidades geradoras de usinas termelétricas.

Os motores diesel são máquinas térmicas alternativas, de combustão interna, destinadas ao suprimento de energia mecânica ou força motriz de acionamento.

As usinas termelétricas que utilizam como elemento acionador os motores de combustão interna usam combustíveis fósseis para a geração de eletricidade, podendo ser estes, o óleo combustível (AOC, PGE, BPF, etc.), o óleo diesel, ou ainda o gás natural, ou mais recentemente, uma mistura de diesel e de biodiesel, comumente chamado de biodiesel (BX), onde o X se refere ao percentual de biodiesel misturado no óleo diesel, que atualmente tem uma proporção de 5% de biodiesel para 95 % de diesel (ANP, 2011).

Nas UTEs, independentemente de operar em sistema isolado ou interligado e em serviço público ou como produtores independentes de energia – PIE, é necessário se controlar e reduzir os custos da geração de eletricidade, tornando as usinas mais eficientes. Isto requer o controle efetivo de todos os parâmetros operacionais das usinas, como por exemplo, o consumo de combustível, a prevenção e a investigação de falhas nos sistemas e subsistemas dos equipamentos, chegando ao planejamento de manutenção das UDGs.

A Figura A.1, mostra alguns grupos geradores a diesel da UTE Goiânia II.

Figura A.1. Unidades geradoras a diesel na UTE Goiânia II.

A UTE Goiânia II foi uma das usinas visitadas durante o desenvolvimento da metodologia Ciclo de Rotinas.

A.1. Classificação das UDGs em função da potência

As UDGs podem ser classificadas conforme mostrado na Tabela A.1, onde são apresentados exemplos de algumas máquinas estacionárias para a geração de energia elétrica, quanto às potências nominais e instaladas dos motores e dos alternadores.

Tabela A.1. Classificação das unidades geradoras em função da potência.

CLASSIFICAÇÃO DAS UNIDADES GERADORAS A DIESEL				
Equipamentos	**Motor**		**Alternador**	
Classificação	**Potência Nominal (hp)**	**Exemplos**	**Potência Instalada (kW)**	**Exemplos**
Pequeno Porte	$P_n \leq 550$	*Cummins* (séries N e C), *Scania (D, DN)*, MWM (D299), Perkins (MS) Mercedes Benz (OM 336) e *Guascor* (F180, SF180).	$P_I \leq 350$	Negrini, Toshiba, GE, *Weg* e *Leroy Somer.*
Médio Porte	$550 < P_n \leq 1400$	*Cummins* (séries QST e KTA), Scania (DC, DSI, DSC), Perkins (2006, 4008), Mercedes Benz (OM 447), Volvo (TAD), Detroit, *Caterpillar* (séries 3300 e 3400) *Guascor (F240, F360, F480, SF 240, SF 360).*	$350 < P_I \leq 1000$	*Onan, Caterpillar*, GE, *Leroy Somer, GM*, e *Weg.*
Grande Porte	$P_n > 1400$	*Cummins* (KTTA, QSK), *Caterpillar* (série 3500, C32), Perkins (4012T), Alco, Guascor (SF 480TA), GM – EMD, Mitsubishi; MTU (16 e 12V4000 G83)	$P_I > 1000$	*Onan, Caterpillar, Leroy Somer, GE, GM, Brush, Toshiba, ABB e Newage; Stanford*

Fonte: SANTOS, E. C., (2004).

Os tipos das UDGs e dos geradores elétricos (alternadores), mostrados na Tabela A.1, são para as unidades geradoras de algumas empresas responsáveis pela geração de energia nos estados do Acre, Amapá, Amazonas, Goiás, Mato Grosso, Pará, Rio Grande do Norte, Rondônia, Roraima e Tocantins.

A.2. Desempenho e rendimento

As UTEs com motores diesel apresentam seu rendimento associado a um conjunto de condições operacionais como:

- ✓ As características atmosféricas do local de operação (temperatura e umidade);
- ✓ As características das cargas a serem atendidas;
- ✓ Do *layout* da instalação (proximidade entre as unidades);

- ✓ Da disponibilidade de reserva girante;
- ✓ Da curva de carga da localidade;
- ✓ Da qualidade do óleo combustível, entregue, armazenado e do processo de filtragem; da modulação de carga;
- ✓ Do tipo de regime de trabalho (motor de emergência, regimes limitado ou contínuo);
- ✓ Da vida útil do equipamento;
- ✓ Do programa de manutenção das unidades geradoras;
- ✓ Entre outros fatores.

Todos esses fatores distanciam o rendimento dos motores obtido na bancada de testes do fabricante do obtido nas instalações das UTEs, fazendo com que os motores operarem com alto consumo específico de combustível e variação de rendimento entre 15 a 25 % (CUMMINS, 1983).

Nos levantamentos realizados durante as visitas técnicas foi constatado que muitas das UDGs das usinas operam completamente fora das suas condições nominais, o que justifica o seu alto consumo específico e, consequente, alto custo de manutenção e operação.

Outro fator que chama a atenção é a metodologia de medição dos parâmetros da geração de energia e controle de combustível, que é completamente falho, pois a medição é feita em alguns horários do dia de forma manual pelos próprios operadores da usina.

A.3. Princípio de funcionamento dos motores diesel

Os motores alternativos de combustão interna, segundo o fluido admitido (aspirado), são classificados em: motores ciclo Otto e motores ciclo Diesel.

Motores ciclo diesel possuem um ciclo termodinâmico diferente do ciclo Otto. Eles aspiram ar, que após ser comprimido no interior dos cilindros, recebe o combustível sob pressão superior àquela em que o ar se encontra. A combustão ocorre por autoignição quando o combustível entra em contato com o ar aquecido (temperatura superior a 500 °C), pela pressão elevada.

O combustível que é injetado ao final da compressão do ar, na maioria dos motores do ciclo diesel é o óleo diesel comercial, porém outros combustíveis, tais como nafta, óleos minerais mais pesados e óleos vegetais (biodiesel) podem ser utilizados em motores construídos especificamente para a utilização destes combustíveis. O processo diesel não se limita a combustíveis líquidos, sendo possível a utilização de gases como combustível em

motores conhecidos como de "*combustíveis mistos*" ou "conversíveis", que já são produzidos em escala considerável e vistos como os motores do futuro (SANTOS, E. C., 2004).

Nos motores do ciclo diesel, que onde são expostos os diagramas pressão x volume específico e temperatura x entropia, mostrado na Figura A.2, também podem ser utilizados o carvão em pó, o gás natural, o biodiesel e outros produtos vegetais, como combustível (LORA e NASCIMENTO,. 2004).

Nos diagramas da Figura A.2 observa-se que partindo do ponto **1** o ar é comprimido adiabaticamente, ou seja, sem que haja troca de calor, até o ponto **2**, ou seja, ocorre uma compressão isentrópica pelo pistão. Neste ponto ele, por compressão o ar é aquecido à pressão constante até o ponto **3.** Em seguida ocorre a expansão isentrópica até o ponto **4,** onde inicia o processo de resfriamento (rejeição de calor) a volume constante, até chegar novamente em **1**.

(a) (b)
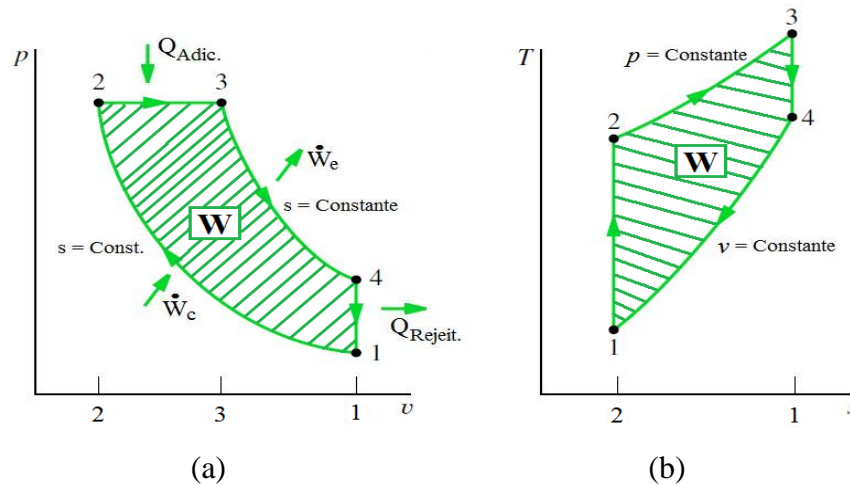
Figura A.2. Diagramas termodinâmicos para os motores do ciclo diesel: a) p x *v* e b) T x *s*.

O trabalho útil durante o processo "**W**" é representado pela área hachurada com os limites **1-2-3-4** (Figura A.2)**.** A variação de calor ocorre à pressão constante, ao longo das linhas **2-3** e a volume constante na seção **4-1.** Não há troca de calor nas transformações adiabáticas **1-2** e **3-4**.

No ciclo diesel, mostrado na Figura A.2, a potência ativa (kW) instantânea de uma UDG é calculada, para circuitos trifásicos com cargas equilibradas, sendo conhecidos os valores de tensão (**V**) de geração do sistema, da média das correntes (I_m) entre as fases e do fator de potência ($\cos \varphi$) instantâneo da geração, pela Equação (A.1) (MARTINELLI Jr., L. C. (1998) e SANTOS, Eraldo C., 2004):

$$P_a = \frac{V \cdot I_m \cdot \sqrt{3} \cdot \cos\varphi}{1000} \tag{A.1}$$

A unidade de medida da potência do alternador é definida em (kVA), a potência aparente – **S**, em (kVA), e a potência ativa – **P_a,** é definida em (kW), sendo o fator de potência (**cos** φ) a relação entre as potências ativa e aparente $\left(\cos\varphi = P_a / S\right)$. Além destas surge ainda à potência reativa – **Q**, que aparece nos circuitos elétricos com cargas indutivas, especialmente motores elétricos, expressa em (kVAr).

Na realidade, a potência aparente (kVA) é a soma vetorial das potências ativa (kW) e reativa (kVAr). No triângulo de potências mostrado na Figura A.3, pode-se visualizar as relações que existem entre as três potências:
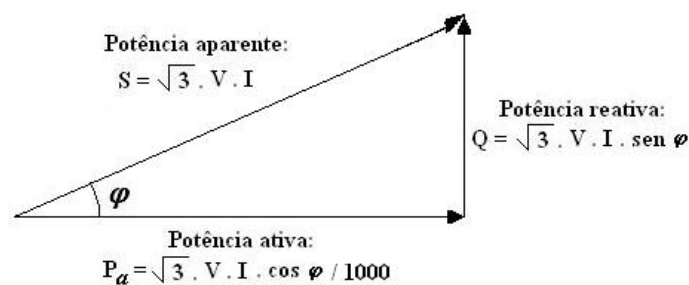
Figura A.3. Relações de potência de geração (SANTOS, E. C., 2004).

A.4. Componentes e elementos do sistema de geração

Como mencionado anteriormente o elemento principal de um sistema de geração termelétrico a diesel é o motor diesel, sendo assim, serão apresentados na Tabela A., de maneira geral, os vários componentes de um motor diesel estacionário.

Tabela A.2. Componentes principais dos motores diesel estacionários.

COMPONENTES PRINCIPAIS DOS MOTORES DIESEL		
ESTACIONÁRIO (fixos)	**MÓVEIS**	**COMPONENTES EXTERNOS**
Cabeçote	Biela	Bomba de óleo combustível
Bloco	pistão	Bomba d'água
Seção dianteira	Eixo de manivelas (virabrequim)	Bomba de óleo lubrificante
Seção traseira	Eixo de comando de válvulas	Mancais de escorregamento
Cárter	Válvulas	Mancais de rolamentos
Cilindro (camisa)	Bicos injetores	Sistema de arrefecimento
	Conjunto de acionamento de válvulas	Motor de partida
		Turbocompressor
		Regulador de velocidade
		Bomba de pré-lubrificação

Fonte: SANTOS, E. C., (2004).

A.5. Sistematização dos grupos geradores

Objetivando realizar a divisão e a classificação dos diversos sistemas e subsistemas que compõe uma unidade diesel geradora[4], torna-se necessário o desenvolvimento de um estudo detalhado das inúmeras configurações de instalações, para os mais variados portes de máquinas. Assim, é necessário que seja realizado um inventário completo, envolvendo as características e todas as condições operacionais das UDGs das usinas.

Este inventário deverá servir como uma base de dados e, aliados aos procedimentos e normas de manutenção e operacionais, eles comporão a base de conhecimento da metodologia desenvolvida, a fim de propiciar o controle de todas as ações de manutenção que venha a ocorrer nas usinas termelétricas.

A Tabela A.3 apresenta os principais componentes dos sistemas e subsistemas em um grupo gerador estacionário a diesel, utilizado para a geração de energia elétrica.

Tabela A.3. Sistemas dos grupos geradores para geração de energia elétrica.

SISTEMAS DOS GRUPOS GERADORES PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA		
Sistema de força; ✓ Bloco; ✓ Pistões; ✓ Camisas; ✓ Bielas; ✓ Virabrequim; ✓ Eixo de comando de válvulas; ✓ Seção dianteira (trem de engrenagens); ✓ Seção traseira (Volante); ✓ Cabeçote;	**Sistema de arrefecimento;** ✓ Coletor de água; ✓ Radiador; ✓ Bomba d'água; ✓ Ventilador; ✓ Correias; ✓ Trocador de calor; ✓ Válvula termostática; ✓ Fluido para radiador; ✓ Filtro de água;	**Sistema de lubrificação;** ✓ Bomba de óleo lubrificante; ✓ Filtro de óleo lubrificante; ✓ Trocador de calor; ✓ Suspiro do Cárter; ✓ Linha de lubrificação do turbocompressor; ✓ Óleo lubrificante; ✓ Cárter; ✓ Suspiro do Cárter;
Sistema de alimentação de combustível; ✓ Bomba de combustível (Injetora, PT, etc.); ✓ Governador hidráulico ✓ Registro da linha de alimentação; ✓ Linha da tubulação de alimentação; ✓ Injetores; ✓ Linha de retorno de combustível; ✓ Registro da tubulação de retorno; ✓ Filtros de óleo combustível do corpo do motor; ✓ Tanque boia; ✓ Filtros separadores de água; ✓ Válvula solenoide;	**Sistema de admissão de ar;** ✓ Carcaça do filtro de ar; ✓ Tubulação de admissão; ✓ Indicador de restrição; ✓ Coletor de admissão; ✓ Turbocompressor; ✓ Câmara de combustão**;** **Sistema de exaustão;** ✓ Coletor de gases de escape; ✓ Junta de expansão; ✓ Tubulação de escape; ✓ Silencioso; ✓ Apoios do silencioso;	**Sistema de partida elétrico;** ✓ Motor de partida; ✓ Baterias; ✓ Retificador **Sistema de ar comprimido;** ✓ Compressor de ar; ✓ Válvula reguladora de pressão; ✓ Motor de partida; ✓ Tubulação de ar; ✓ Tanques de ar; **Sistema de corrente contínua** ✓ Banco de baterias do quadro de comandos; ✓ Retificador; ✓

[4] Unidade diesel geradora (UDG) é o conjunto formado por um elemento motor e/ou transformador de energia (motor, turbina, etc.), um acoplamento e um alternador elétrico (gerador, dínamo, etc.).

SISTEMAS DOS GRUPOS GERADORAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (continuação)		
Sistema de Regulação de Velocidade; ✓ Atuador; ✓ Servo motor (bomba injetora) ✓ Governador hidráulico; ✓ Regulador eletrônico de velocidade; ✓ *Driver* de potência do regulador eletrônico; ✓ Unidade de controle; ✓ *Pick Up* magnético; **Acoplamento;** ✓ Parafusos de fixação; ✓ Borracha de acoplamento; ✓ Arruelas; ✓ Frenos; ✓ Flange; ✓ Luvas do motor – gerador; ✓ Junta elástica; ✓ Grade de proteção;	**Alternador elétrico (parte elétrica);** ✓ Mancal de deslizamento; ✓ Mancais de rolamento; ✓ Estator; ✓ Rotor; ✓ Rotor e estator da excitatriz girante; ✓ Ponte retificadora; ✓ Varistor; ✓ Diodos; ✓ Anel coletor; ✓ Excitatriz girante; ✓ Porta escova; ✓ Tampa traseira; ✓ Ventilador; ✓ Grade de proteção do ventilador; ✓ Tampa dianteira; ✓ Parafuso de fixação; ✓ Baseta; ✓ Cablagem (Força e de controle);	**Painel de comando e controle;** ✓ Termômetros de água; ✓ Termômetros de óleo; ✓ Manômetro de óleo; ✓ Botoeiras de partida; ✓ Botoeira de parada; ✓ Chave de ignição; ✓ Sinalização de painel em operação; **Sistema de proteção do motor;** ✓ Sensor de temperatura da água; ✓ Sensor de pressão de óleo; ✓ Sensor de sobre velocidade (Tacogerador, módulo CEPR); ✓ Sensor de nível de água;
Quadro de comandos, supervisão, medição, proteção e controle; ✓ Disjuntor; ✓ Excitatriz estática; ✓ Regulador de tensão; ✓ Divisor de carga; ✓ Equipamentos de medição e controle (amperímetros, cosfímetros, medidores de energia, frequencímetros, voltímetros; quilowattímetros, etc.); ✓ Potenciômetro; ✓ Sinalização luminosa; ✓ Alarme sonoro; ✓ Contactores; ✓ Braço de sincronismo; ✓ Sincronoscópio eletrônico; ✓ Relés de proteção da unidade geradora;	**Sistema de armazenamento de combustíveis;** ✓ Tanque de Armazenamento; ✓ Tanque de Serviços; ✓ Tanque Terra (Descarregamento ou recebimento); ✓ Área de recepção de óleo combustível; **Sistema de transferência de óleo diesel;** ✓ Bombas de transferência; ✓ Bomba de recebimento; ✓ Bomba de *by pass;* ✓ Centrifugadoras ou filtro prensa; ✓ Tubulação**;** **Sistema de drenagem;** ✓ Caixa separadora; ✓ Caixa coletora; ✓ Bomba manual; ✓ Canaletas e tubulações;	**Sistema de Transformação (subestação)** ✓ Transformadores de força (elevadores); ✓ Transformadores de serviço auxiliar; ✓ Bases dos transformadores; ✓ Aterramento; ✓ Pára-raios; ✓ Chaves fusíveis; ✓ Chaves seccionadoras; ✓ Chave basculante; ✓ Elos fusíveis; ✓ Religador; ✓ Barramento; ✓ Isoladores; ✓ Cruzetas; ✓ Medição na saída da usina;

Fonte: SANTOS, E. C., (2004).

Existem diversos sistemas e subsistemas que podem ser encontrado nos grupos geradores diesel, o que se buscou como mostrado na Tabela A.3, foi reunir os mais comuns encontrados em usinas termelétricas a diesel.

A.6. Potências das unidades geradoras diesel

Embora existam normas brasileiras que definem o desempenho e as potências dos motores diesel, as fabricas existentes no Brasil adotam as normas dos seus países de origem.

Assim a Scania, a Mercedes Benz entre outras marcas de origem europeia, adotam as normas DIN 6270 e 6271, para as definições de potência dos motores que fabricam, enquanto que as de origem americana, tais como a Cummins, a Caterpillar, a General Motors – GM, entre outras, adotam as normas ISO 8528, 3046, AS 2789, 1585 e SAE[5] BS 5514, J1349 e J1995 (SANTOS, E. C, 2004).

As normas brasileiras, elaboradas pela ABNT[6], que tratam das características dos motores diesel são: MB – 749 (NBR 06396) – Motores Alternativos de Combustão Interna e NB – 130 (NBR 05477) – Apresentação do Desempenho de Motores de Combustão Interna, Alternativos, de Ignição por Compressão (Diesel).

Mesmo observando as características de cada uma das normas existentes é importante que seja entendido que as mesmas foram elaboradas para as condições ótimas de operação, ou seja, para os testes realizados em laboratório e nas Condições Normais de Temperatura e Pressão – CNTP[7], adotada por cada fabricante, logo estes testes são baseados nas condições estabelecidas pela API[8], como sendo 16 °C, poder calorífico inferior de 42.780 kJ/kg, quando utilizado a 29 °C e pesando 839,9 g/l e ainda o combustível correspondente a ASTM[9] D2, com consumo baseado na densidade do produto de 0,850 kg/l (PEREIRA, 2003).

De acordo com os conceitos das Normas da ABNT NBR 6576 (1985), NBR 8422 (1984) e NBR 5477 (1997) as potências para os grupos geradores são:

- **Potência Efetiva Contínua Não Limitada:** é a maior potência efetiva garantida pelo fabricante, que será fornecida sob regime de velocidade, conforme sua aplicação durante 24 horas diárias sem sofrer desgaste anormal e perda de desempenho. A ajustagem dessa potência no motor permite ainda uma sobrecarga (em geral 10 % da potência efetiva contínua), que dependerá da quantidade de combustível injetada e/ou bloqueada na bomba injetora ou PT (pressão x tempo), para a aceleração tal como requerida em caso de aplicação súbita de plena carga elétrica.
- **Potência Efetiva Contínua Limitada:** é a maior potência efetiva garantida pelo fabricante, que será fornecida sob regime de velocidade angular, especificado conforme sua aplicação, continuamente, durante um tempo limitado, ou intermitentemente, sob a indicação do fabricante, sem sofrer desgaste anormal e perda de potência. A ajustagem dessa potência não permite uma sobrecarga na operação.

---

[5] SAE é a Sociedade Americana de Engenharia Automotiva (*Americam Societ*y of Automotive Engineering)
[6] ABNT é a sigla da Associação Brasileira de Normas Técnicas.
[7] As condições padrão para as normas DIN e ABNT tomam como padrão as condições atmosféricas de pressão barométrica de 760 mmHg (equivalente a uma altitude de cerca de 270 metros acima do nível do mar), temperatura ambiente de 20 °C e umidade relativa do ar de 60 %.
[8] API é a sigla para o Instituto Americano do Petróleo (*American Petroleum Institute*).
[9] ASTM é a Associação Americana para Testes e Materiais (*American Society for Testing and Materials*).

- **Potência Nominal (P_n):** é a faixa de potência para a qual a UDG foi testada (comissionada), pelo fabricante do motor, dentro das CNTP, sem que haja desgaste anormal e/ou perda de potência. É importante ressaltar que a P_n de uma UDG é obtida na bancada de teste e que a mesma deverá ser ajustada para as condições do local da instalação.
- **Potência de *Stand by***: é estabelecida sobre a potência efetiva contínua limitada, na qual o grupo gerador opera como uma unidade de emergência, com carga variável, somente quando a fonte principal deixa de fornecer energia. Neste caso os motores funcionam com sua potência máxima especificada pelos fabricantes. Alguns fabricantes consideram este regime de trabalho para motores que operam até 300 h/ano.
- **Potência Intermitente ou Principal:** é estabelecida sobre a potência efetiva contínua não limitada, onde o grupo gerador opera por curtos períodos de tempo com carga variável sem limites. Neste caso os motores das unidades geradoras operam com potências inferiores a máxima, definidas pelos fabricantes, para cada tipo de motor. Alguns fabricantes consideram este regime de trabalho para motores que operam na faixa de 300 a 3.000 h/ano.
- **Potência Contínua:** é a potência efetiva disponível na qual o grupo gerador opera todos os dias de forma contínua e sem variação de carga, por um período indeterminado de tempo (podendo operar por 24 horas por dia), parando somente para pequenas manutenções (troca de carga de óleo lubrificante, de filtros e reapertos). Neste caso os motores funcionam com potências inferiores aquelas praticadas no regime intermitente e também são definidas pelos fabricantes de cada tipo de motor. Alguns fabricantes consideram este regime de trabalho para motores que operam acima de 3.000 h/ano.
- **Potência Liberada:** é a potência na qual o grupo gerador opera após o teste de consumo específico, realizado na instalação, onde se define a faixa ótima de operação. Esta potência na melhor das situações deverá ser igual à potência continua[10].
- **Potência Elétrica Ativa Nominal (P_a) de uma Unidade Geradora (em kW)**: é definida pelo produto da potência elétrica aparente nominal (em kVA) pelo fator de potência nominal do gerador elétrico, considerado o regime de operação contínuo e as condições nominais de operação, ou seja, é a potência elétrica nominal encontrada na placa do alternador (gerador elétrico) da UDG (ANEEL 2011).

---

[10] No caso de uma unidade geradora a potência instalada (P_I) é a do próprio alternador (gerador elétrico), em kW ou kVA, sendo que na maioria dos casos a potência do motor, em hp, é maior que a potência do gerador.

- **Potência Instalada de uma Central Geradora (em kW):** é definida, em números inteiros, pelo somatório das potências elétricas ativas nominais das unidades geradoras instaladas na central (ANEEL, 2011).

De acordo com a Resolução Normativa 407/00 da ANEEL, quando em uma usina a diferença entre a potência elétrica ativa máxima da unidade geradora, medida nos bornes de conexão do gerador, operando em regime contínuo, e a potência instalada, for superior a cinco por cento, seja por motivos climáticos, repotenciação, distorções técnicas ocorridas durante a aquisição dos equipamentos geradores ou limitação das condições nominais do equipamento motriz, esta deverá ser formalmente declarada e justificada à ANEEL para fins de regularização.

Apêndice B – Metodologia Ciclo de Rotinas

Neste apêndice serão descritas as características gerais das atividades da metodologia Ciclo de Rotinas aplicadas na manutenção de unidades diesel de geração de energia elétrica.

B.1. Identificação e/ou inspeção

Esta atividade requer a identificação e/ou a inspeção das instalações de uma empresa, a fim de se buscar os elementos causadores de desvios das metas. Porém antes de iniciar esta atividade, é de grande importância que sejam discutidas e identificadas, juntamente com a equipe de implantação da metodologia, as metas e objetivos da organização.

Uma forma de desenvolver essas atividades é a adoção das práticas de gerência de riscos no processo produtivo, nos sistemas e subsistemas da organização (MAY, 1999). Sendo assim, a *Série de Risco* é a primeira das técnicas utilizada para a identificação de riscos, surgida a partir da necessidade de se determinar qual o agente é diretamente responsável por um evento de falha, e caracterizando-se como uma técnica de identificação que ordena os riscos pela sua importância ou gravidade.

Assim, têm-se os riscos principais (responsável direto pelo dano ou desvio do objetivo), os riscos iniciais (anomalias) que originam a série, e os riscos contribuintes. Uma vez obtida a série, cada risco é analisado em termos das possíveis inibições que podem ser aplicadas a cada caso, ou seja, em um processo ou sistema produtivo são avaliadas as participações dos equipamentos, da operação e dos operadores nas falhas.

A Figura B.1 mostra um exemplo de um modelo esquemático operacional para gerenciamento dos riscos. Este modelo tem seu início:

- Na identificação dos riscos são utilizados questionários como os utilizados nas técnicas de Análise Preliminar de Risco (APR), *checklist*, etc., para desenvolvê-los:
  a) Pode-se utilizar a ferramenta de entrevista[11] com os funcionários envolvidos com o processo produtivo, a fim de detectar as necessidades intrínsecas do processo produtivo e de receber contribuições sobre as possíveis soluções de problemas;
  b) Se possível, realizar o planejamento das ações, desenvolver os planos de ação, planos de contingência, medidas mitigadoras e o perfil do risco ou desvios das metas e objetivos dos subsistemas da organização.

[11] O uso da técnica de *brainstorm* (tempestade de ideias) deve expor um conjunto necessidades a serem estudas pelas equipes de implantação do Ciclo de Rotinas.

- Na fase de monitoramento, são desenvolvidos os conceitos de identificador do risco de cada subsistema e do agente responsável pelo risco, sendo nesta fase avaliados os históricos de riscos e as causas dos possíveis desvios das metas;
- Na fase de controle são realizadas as alterações necessárias nos planos de ação e de contingência, após as alterações é realizada a execução do plano de contingência;
- Na fase de comunicação observa-se a sua importância para todas as fases, pois ela realiza o estabelecimento de uma base de dados sobre o programa de gerenciamento de riscos da empresa que tem como objetivo o desenvolvimento de um ambiente voltado à divulgação, ao treinamento e ao monitoramento dos ricos identificados, seguida do desenvolvimento de múltiplas perspectivas para o gerenciamento de riscos.
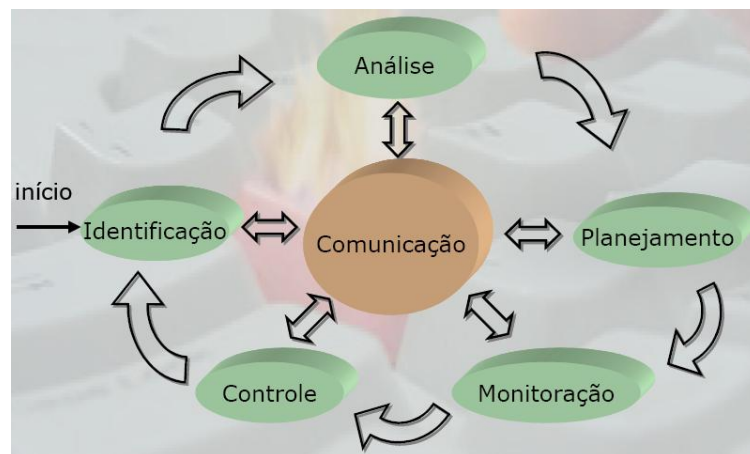
Figura B.1. Procedimento global de identificação de necessidades.

Este modelo propicia à integração entre as várias fases do processo de gerenciamento da manutenção de uma organização, podendo haver treinamentos e repasse de informação das condições de risco do ambiente, trazendo vários benefícios para os envolvidos nos processos da organização. Para tal é necessário:

- Montar as equipes de identificação e/ou inspeção de problemas e desvios;
- Definir um cronograma de reuniões periódicas para o desenvolvimento das tarefas da rotina de melhoria do processo da organização;
- Realizar reuniões periódicas, as quais devem ter seu conteúdo previamente preparado para agilizar o seu andamento;
- Obter um histórico de anomalias, falhas e defeitos ocorridos num determinado período de tempo, a fim de detectar possíveis necessidades de manutenção;

- Reunir todos os procedimentos, instruções, normas internas e externas, rotinas, etc., elaborados ou existentes para desenvolvimento do processo em cada subsistema;
- Reunir todas as informações técnicas – administrativas (catálogos, procedimentos, normas, informações técnicas, etc.) para pesquisa, divulgação e desenvolvimento de documentação técnica sobre os processos ou sistemas;
- Selecionar as ferramentas gerenciais para a identificação das necessidades e para a inspeção das instalações;
- Identificar as necessidades de inspeções e de manutenção no sistema ou processo;
- Identificar as condições de segurança das instalações e uso dos EPIs e EPCs nas várias áreas da empresa;
- Verificar as condições do meio ambiente interno e externo à empresa;
- Levantar as condições operacionais atuais dos componentes dos subsistemas;
- Inspecionar todos os componentes ou subsistemas do processo ou sistema, a fim de conhecer e determinar os pontos críticos dos mesmos;
- Desenvolver um fluxograma do processo, a fim de determinar os inter-relacionamentos entre os subsistemas do processo;
- Elaborar um relatório listando todas as necessidades consideradas relevantes pela equipe de identificação e inspeção;
- Realizar a medição dos tempos e verificação dos métodos de execução dos serviços para o desenvolvimento do estudo de cronoanálise, para determinação do tempo médio padrão da execução dos serviços, visando o aumento da eficiência de atendimento da manutenção;
- Utilizar os índices de identificação para avaliação das atividades.

B.2. Análise e/ou definição das ferramentas

Deve-se buscar conhecer detalhadamente todos os elementos envolvidos com a necessidade identificada. É básico se conhecer e acompanhar as atividades de desenvolvimento do processo, analisar os recursos, os ambientes da empresa, os agentes causadores de desvios e outros elementos que tenham participação direta e indireta no processo da empresa, ou seja, durante a análise e/ou definição das ferramentas deve-se buscar identificar os possíveis causadores de anomalias, podendo ser os equipamentos, instrumentos, funcionários, etc.

As ferramentas gerenciais a serem utilizadas na metodologia Ciclo de Rotinas são basicamente *softwares* voltados para o gerenciamento e administração de sistemas e controle da produção, manutenção, operação ou simplesmente planilhas gerenciais que propiciem:

- Cadastro dos equipamentos, de seus componentes e periféricos;
- Identificação das criticidades do processo produtivo, definindo os componentes mais críticos a serem analisados;
- Classificação e sistematização dos elementos dos sistemas e subsistemas do processo produtivo;
- Padronização de normas e procedimento operacionais e de manutenção;
- Abertura de solicitação de manutenção e de ordens de serviço;
- Fechamento de ordem de serviço; entre outros serviços;
- Desenvolvimento de histórico do funcionamento dos equipamentos.

Deve-se ainda especificar de forma clara os objetivos e metas que deverão ser atingidos para viabilizar a oportunidade identificada. No desenvolvimento dessas tarefas podem ser realizadas as seguintes atividades:

- Definir as equipes de análise e/ou definição das ferramentas (*softwares*) ou metodologias a serem utilizados;
- De posse do relatório de necessidades e de inspeção, obtido na fase anterior, selecionar as necessidades mais criticas do processo utilizando-se estatísticas e probabilidades para priorizar as atividades;
- Discutir internamente com a equipe de análise cada uma das necessidades dos processos, verificando suas causas e possíveis efeitos;
- Analisar os recursos disponíveis, os ambientes da empresa, os agentes e outros elementos que tenham participação no processo da empresa;
- Utilizar ferramentas de organização de tempos e métodos para processos produtivos, visando a determinação do tempo médio padrão;
- Definir o sistema de gerenciamento (*software*) de informações, armazenamento e controle de dados a ser implantado pela empresa:
    - Pode-se adaptar um aplicativo de gerenciamento de dados existente na organização para o gerenciamento do processo ou sistema. Este item trás como inconveniente à falta de controle total do aplicativo;
    - Desenvolver aplicativos específicos para o gerenciamento das atividades de manutenção do processo ou sistema. Além da vantagem do controle e adequação

constante do aplicativo desenvolvido a padronização é facilitada. Este ato requer um tempo considerado de desenvolvimento e adaptação do aplicativo e disponibilidade de máquinas e de pessoal.

- Elaborar um cronograma para desenvolvimento das atividades de análise e/ou definição das ferramentas;
- Realizar treinamento com toda a equipe do subsistema da empresa sobre a ferramenta gerencial a ser utilizada na organização para melhoria do processo. No treinamento serão informados os seguintes itens:
    - Riscos no desenvolvimento das tarefas;
    - Divulgação das características gerais dos equipamentos, instrumentos, máquinas, *softwares*, etc., dos processos dos subsistemas;
    - Características da ferramenta gerencial a ser adotada;
    - Metodologia de aplicação da ferramenta no processo produtivo;
    - Necessidades identificadas como elementos de disfunção na organização;
    - Devem ser recebidos as sugestões, orientações e comentários de todos os funcionários envolvidos nos processos;
- Cadastrar todos os funcionários por níveis, que terão acesso no *software* de gerenciamento de informações;
- Num segundo momento serão realizadas reciclagens nos funcionários dos subsistemas;
- Elaborar o relatório de análise e das necessidades identificadas;
- Utilizar os índices de análise para avaliação da atividade, incluindo a média das notas dos participantes do treinamento.

Na metodologia Ciclo de Rotinas a técnica de erro humano é considerada, pois a participação dos operadores e do pessoal da manutenção no processo produtivo também é avaliada como possíveis fontes de erro.

B.3. Sistematização e/ou classificação

Nesta atividade da metodologia Ciclo de Rotinas realiza-se a divisão, a codificação operacional e a classificação de todos os componentes, dos tipos de falhas, os elementos críticos, etc., existentes no empreendimento, a fim de facilitar o acompanhamento, o

monitoramento e o controle dos mesmos em um *software* gerencial. Assim sendo, procede-se da seguinte forma:

- Formar as equipes de sistematização e/ou classificação dos componentes dos equipamentos, sistemas, subsistemas e componentes de um sistema ou processo produtivo da organização;
- Com o relatório de análise as equipes devem-se dividir os processos a serem conduzidos em sistemas e subsistemas de forma a facilitar a visualização;
- Estudar o *layout* do processo ou do sistema, a fim de visualizar soluções para os problemas (necessidades) identificados;
- Criar a topologia dos sistemas e subsistemas processo da empresa em estudo;
- Classificar as periodicidades de manutenção ou de intervenção nos equipamentos, nos mais variados elementos existente no processo ou sistema, ou seja, estabelecer as periodicidades do plano de manutenção para o tipo de manutenção praticado;
- Após a sistematização devem ser criadas codificações operacionais para todos os componentes do processo ou dos subsistemas, de forma que se possa identificá-los no sistema de gerenciamento de informações:
    - As codificações devem separar os vários elementos do processo em sistemas e subsistemas de forma clara;
    - Outros elementos da organização também podem ser controlados pelo sistema de gerenciamento desde que recebem codificações operacionais (código KKS);
- Com os códigos os elementos dos subsistemas devem ser classificados de acordo com as unidades utilizadas no processo (por exemplo, km, horas, dias, quantidade de peças, etc.), seus níveis de importância (tempo de máquina parada, número de funcionários afetados, riscos de acidente, etc.);
- Com o histórico das anomalias busca-se agrupar, classificar e codificar todas as ocorrências e tipos de falhas, consideradas relevantes no sistema:
    - As codificações devem ser afixadas em locais visíveis;
    - Os códigos e classificações devem ser divulgados para que os funcionários envolvidos no subsistema possam ter conhecimento deles.
- Codificar as ocorrências, as anomalias, os tipos de falhas e os defeitos identificados para o processo incluindo as falhas referentes à segurança e ao meio ambiente interno e externo a empresa;
- Nomear e/ou classificar a localização dos equipamentos, dos materiais e de outros elementos nas áreas de atuação da empresa;

- Identificar os participantes (funcionários) e classificar as equipes de manutenção existentes na empresa, por exemplo, equipes mecânicas, elétricas, etc.;
- Ajustar o histórico das anomalias, as codificações e as classificações desenvolvidas e introduzi-las na base de conhecimento do sistema de gerenciamento;
- Elaborar o relatório de sistematização e classificação onde devem constar todas as informações a respeito do processo produtivo.

A filosofia utilizada pela MCC apresenta-se eficiente quanto ao processo de sistematização e classificação dos componentes que fazem parte de um sistema, juntamente com a aplicação da codificação KKS, em função da aplicação da metodologia em sistemas de geração de energia. Além do MCC e da codificação KKS, a matriz de risco é outra ferramenta poderosa para identificação, criação e acompanhamento dos:

- Índices de probabilidades das falhas;
- Tipos de falhas comuns, elementos críticos do sistema, etc.;
- Grau de risco, os níveis de urgência e a tendência das criticidades;
- Índices de disponibilidade percentual dos equipamentos geradores;
- Arranjos físicos para o processo.

B.4. Parametrização e/ou padronização

A análise das condições de funcionamento e a obtenção dos parâmetros operacionais (limites ou faixa operacional) dos equipamentos que compõe um sistema, através de testes de comissionamento é objeto dessa tarefa, seguido do estudo de padronização de componentes consumíveis dos mesmos, visando à redução dos custos e a padronização das atividades de manutenção, de operação e de gerenciamento do processo.

Após a realização dos testes serão elaborados os procedimentos, as normas e os parâmetros das grandezas a serem adotados. Todas as informações levantadas devem ser definidas e divulgadas para os envolvidos no processo produtivo, identificando-se toda e qualquer distorção das condições nominais de funcionamento dos equipamentos.

Nesta tarefa também são padronizados os tipos de falhas, causas e efeitos dos desvios nas necessidades as quais são introduzidas no sistema gerencial adotado pela organização. Para o desenvolvimento dessas tarefas utilizam-se os seguintes passos:

- Formar as equipes de parametrização e/ou padronização;

- Utilizando-se o relatório de sistematização e classificação realizar testes de avaliação (comissionamento) dos componentes e, juntamente com as informações técnicas dos elementos dos subsistemas, definindo os limites operacionais ou faixa de funcionamento dos mesmos;
- Definir as grandezas a ser utilizadas nos elementos dos subsistemas e os parâmetros de funcionamento;
- Padronizar as grandezas utilizadas no sistema;
- Desenvolver e/ou padronizar os procedimentos operacionais de segurança, de manutenção, de contingência e de emergência dos elementos da empresa;
- Realizar a adaptação dos componentes para padronização e consequente redução dos custos do processo;
- Instalar a codificação operacional resumida nos equipamentos e nos elementos dos subsistemas, divulgando o significado dos códigos para os funcionários envolvidos nos processo, a fim de facilitar a identificação causadores de anomalias;
- Padronizar todos os tipos de sinalizações (códigos e sinalização de segurança) utilizadas no processo ou sistema;
- Cadastrar no sistema gerencial automatizado todas as codificações operacionais dos equipamentos, assim como:
  - Todos os funcionários da empresa, com função, setor, matrícula, cargo, forma de comunicação (número de telefone do setor, e-mail, etc.);
  - Todas as fontes de geração com as quais a empresa trabalha;
  - Todos os equipamentos, instrumentos e outros elementos considerados relevantes para o processo ou sistema classificados em famílias, grupos ou itens de manutenção;
  - Todos os subsistemas dos sistemas do processo e/ou sistemas;
  - Todos os materiais utilizados para a realização das manutenções;
  - A localização dos setores da empresa;
  - As equipes de manutenção;
  - As ferramentas normais e especiais utilizadas na manutenção;
  - Necessidade de pessoal para a realização dos serviços;
  - As características dos fornecedores dos materiais utilizados nos serviços de manutenção;
  - O tempo médio dos serviços;
  - Os tipos de falhas;

- Custo do homem x hora dos serviços;
  - Os procedimentos e normas internas e externas para execução dos serviços.
- Padronizar os tipos de relatórios e de comunicação de anomalias, de ocorrências e de falhas, etc., na empresa;
- Padronizar as listagens ou relação de materiais, por grupamento de equipamentos, para as inspeções e para as revisões da manutenção;
- Padronizar as informações que devem constar da solicitação de manutenção, tais como:
  - Equipe de manutenção responsável pelo serviço;
  - Famílias ou grupos de equipamentos;
  - Localização dos equipamentos e de outros elementos;
  - Condição do equipamento ou item de manutenção;
  - Data e hora da parada;
  - Tipo e/ou modos de falha ocorrida;
  - Classificação de prioridade de realização dos serviços;
  - Periodicidades de execução dos serviços;
  - Componente do subsistema do equipamento ou do sistema;
  - Topologias de instalação dos sistemas de medição e/ou aquisição de dados;
  - As características cadastrais do solicitante da solicitação de manutenção.
- Realizar os testes e avaliações de novos componentes e a padronização dos componentes já implantados visando à redução de custo da empresa;
- Encaminhar os relatórios de padronização para os órgãos responsáveis pela elaboração do orçamento da empresa, para posterior avaliação das sugestões de padronização dos sistemas e processos, a fim de que as recomendações façam parte do cronograma orçamentário do ano subsequente;
- Elaborar o relatório de parametrização e/ou padronização.

B.5. Planejamento, normalização e treinamento

Nestas etapas do Ciclo de Rotinas buscar-se-ão as definições e o detalhamento das atividades que deverão ser executadas para viabilizar os objetivos e metas especificadas. Nela são elaborados: os planejamentos das atividades; são formatadas as normas e procedimentos para aprovação das gerencias e diretorias e os cronogramas físico-financeiro dos treinamentos para os envolvidos nos processos.

A elaboração de cronogramas, físicos e financeiros, se faz necessário, neles deve constar além das atividades o prazo de planejamento de execução de cada item.

Todo planejamento deve ser exposto aos colaboradores envolvidos nos processos da organização, sendo possível à realização de ajustes e anotações para possíveis otimizações do processo. A efetivação dessas atividades seguem os itens descritos abaixo:

- Formam-se as equipes de planejamento, normalização e treinamento;
- Com os relatórios das outras atividades elabora-se um cronograma das atividades de execução do Ciclo de Rotinas;
- São definidos os temas, assuntos e as datas dos treinamentos para os envolvidos no processo;
- São realizadas as avaliações e ajustes das normas e procedimentos elaborados para o processo e que deverão ser aprovados pela diretoria da empresa;
- Realizar contatos com fornecedores de materiais, equipamentos e insumos utilizados no processo para que os mesmos forneçam treinamentos específicos sobre seus produtos aos envolvidos no processo;
- Define-se e detalham-se as atividades que deverão ser executadas para viabilizar os objetivos especificados;
- Todos os funcionários dos subsistemas devem ser treinados de forma que possam ser entendidas as atividades e as etapas anteriormente desenvolvidas, baseadas nos relatórios elaborados pelas equipes;
- No treinamento dos funcionários no processo ou sistema devem ficar claro:
    - Os objetivos e as metas da implantação da metodologia Ciclo de Rotinas nos processos ou sistemas da organização;
    - As características gerais e específicas dos elementos do processo ou sistema;
    - Os riscos aos quais os funcionários estão submetidos;
    - As ferramentas gerenciais utilizadas no desenvolvimento das tarefas do Ciclo de Rotinas em todos os subsistemas, bem como a sua importância;
    - Os limites operacionais dos equipamentos, dos instrumentos, de segurança, de meio ambiente e outros dispositivos envolvidos com o processo;
    - A importância e os procedimentos de utilização dos EPIs e EPCs:
        a) As características da codificação operacional dos elementos dos subsistemas;
        b) Os índices a serem utilizados no processo;
        c) Os procedimentos operacionais ou normas internas e externas do processo;
        d) O *layout* e topologia do processo (atuais e com as alterações possíveis);

e) As características e normas de contingência e emergência da empresa;
f) As sugestões e recomendações operacionais dos processos e sistemas para otimizações dos mesmos.

- Realização das correções e ajustes nos documentos técnicas do elaborados anteriormente;
- Aprovação pela equipe de desenvolvimento e implantação do Ciclo de Rotinas para melhoria de processos nos sistemas da empresa;
- Elaborar os planos de operação, de manutenção e de gerenciamento dos sistemas e dos processos da organização;
- Elaborar o plano de ação, de contingência e de emergência padrão para execução das atividades;
- Elaborar o relatório parcial, pela equipe de desenvolvimento e implantação, a ser encaminhado para as diretorias e órgãos superiores da empresa.

No caso das normas, das instruções técnicas e dos procedimentos operacionais elaborados, é importante que eles tenham suas características administrativas, técnicas, ambientais e/ou outras informações relevantes para o processo da organização, e que os documentos elaborados durante as atividades de levantamento sejam aprovadas pelas gerências e diretorias da empresa.

B.6. Execução e/ou otimização

Essas atividades têm por objetivo transformar o plano de ação desenvolvido e estudado em realidade, executando-o com eficiência e eficácia, sempre avaliando todos os paramentos que possam contribuir para novas avaliações ou melhoramentos do processo.

Nesta fase a metodologia Ciclo de Rotinas baseia-se no método seis sigmas. Busca-se desenvolver uma filosofia onde todos os envolvidos na implantação da metodologia devem ter em mente que: "*sempre é possível se melhorar o que já está bom*". É com essa mentalidade que, dentro do planejamento desenvolvido, almejar-se-á atingir ou superar os objetivos e metas delineadas anteriormente, para tal deve-se proceder da seguinte forma:

- Formar as equipes de acompanhamento da execução e/ou otimização do planejamento do processo ou sistema;
- Receber e estudar o plano de ação, de contingência e emergência padrão para execução das atividades;

- Definir a função de cada um dos funcionários envolvidos no processo e no desenvolvimento das etapas do Ciclo de Rotinas;
- Acompanhar a aplicação dos procedimentos, normas e instruções técnicas desenvolvidas nas fases anteriores do Ciclo de Rotinas;
- Registrar todo qualquer fato que sejam considerados relevantes na execução do planejamento das atividades;
- Realizar os testes de recepção ou comissionamento dos equipamentos utilizados no processo, a fim de que todos os funcionários fiquem cientes das condições nas quais os mesmos foram entregues para a operação;
- Completar as informações necessárias para a avaliação do desenvolvimento das atividades de execução e/ou otimização das atividades da metodologia;
- Em um segundo momento, de otimização, realizar-se-á as adaptações necessárias para melhoria do processo.

B.7. Monitoramento e/ou controle

Esta fase inicia antes do término da fase anterior da metodologia Ciclo de Rotinas e têm como objetivo verificar se a execução/otimização está sendo realizada de forma eficiente e eficaz, em relação ao planejamento, ou seja, se as atividades em desenvolvimento estão viabilizando o atingimento dos objetivos e das metas estabelecidas anteriormente.

Essa fase busca implantar os mecanismos de monitoramento, de supervisão, de medição e de controle do processo produtivo, através de *softwares*, instrumentos, equipamentos, além da utilização de indicadores de desempenho que balizaram a tendência no desenvolvimento das tarefas. Sendo assim adotam-se os passos descritos abaixo:

- Formar as equipe de monitoramento e/ou controle;
- Com os relatórios parciais gerenciais de execução e/ou otimização, selecionar os indicadores mais representativos para o tipo de processo ou sistema onde se está implantando a metodologia;
- Verificar se os equipamentos, instrumentos, aplicativos ou outros dispositivos que possam quantificar ou medir os elementos do processo produtivo;
- Acompanhar os índices, criados ou escolhidos, em relação às metas e objetivos definidos anteriormente;

- Realizar inspeções, *in loco*, nas instalações da organização, visando detectar desvios nos objetivos e metas traçados;
- Realizar o levantamento estatístico dos índices num determinado período de tempo;
- Elaborar os gráficos representativos e de acompanhamento do processo, baseado nos dados levantados anteriormente, enfatizando a tendência seguida pela organização no desenvolvimento das atividades;
- Registrar os desvios das metas e objetivos ou quaisquer outras anomalias no processo ou sistema produtivo da organização;
- Implantar dispositivos para o controle e monitoramento do processo ou do sistema de produção:
  - Nesta fase podem ser instalados medidores eletrônicos para aquisição de dados da geração de energia, além de medidores eletrônicos de vazão de combustível ou outros dispositivos que propiciem a avaliação do processo produtivo dentro dos limites operacionais obtido nas fases anteriores;
  - Todos os equipamentos instalados têm suas avaliações pelo programa de gerenciamento da manutenção de forma eletrônica e sem a interferência da equipe de operação da usina;
  - As informações obtidas devem fazer parte do controle operacional do processo produtivo, visando possíveis correções nas formas de operação.
- Buscar identificar, tratar e reduzir as distorções existentes nos processos produtivos, a fim de atingir as metas e objetivos.

B.8. Avaliação e/ou tratamento

Em UTEs torna-se necessário que as avaliações sejam voltadas para se atingir as metas, para isso pode-se utilizar ferramentas como: a de análise de árvore de falhas – AAF; a análise da árvore de eventos – AAE; Análise por diagrama de blocos – ADB; a análise de causas e consequências e a engenharia de confiabilidade, entre outras.

De forma conjunta com as avaliações do processo e da efetividade do ciclo de rotinas realiza-se o tratamento dos riscos do sistema/processo, pois as etapas anteriores contemplaram a identificação, a análise, a sistematização, a padronização, o planejamento, a execução, o monitoramento e avaliação dos riscos oriundos do processo, de sorte a formar um lastro informativo sobre as potencialidades das perdas e danos passíveis de ocorrência no sistema.

O processo de gerenciamento da metodologia Ciclo de Rotinas é complementado pelo tratamento dos riscos, no qual uma das seguintes decisões deverá ser tomada: eliminação, redução, retenção ou transferência dos riscos identificados.

A equipe formada nesta fase deverá conhecer os pontos frágeis (críticos) do processo, a fim de protegê-los contra possíveis danos evitando a paralisação do mesmo por longos períodos ou a perda da produção. Assim sendo este conhecimento facilitará:

- A avaliação das atividades do Ciclo de Rotinas sempre visa à comparação dos resultados antes, durante e após a execução das atividades visando detectar:
    - Como estava o sistema ou processo antes da implantação da metodologia?
    - Os limites operacionais do processo produtivos foram controlados e ajustados?
    - O que melhorou ou piorou?
    - Quanto foi reduzido?
    - Qual a tendência do comportamento dos índices de avaliação?
    - Os elementos críticos foram identificados e controlados?
    - A metodologia foi eficiente e eficaz na sua implantação?
- A elaboração de contratos de seguros ajustados para o processo prevenido o sistema da falta de um de seus componentes;
- O desenvolvimento de mecanismos de proteção dos ativos da empresa;
- A formação de um estoque emergencial de componentes e materiais para reposição;
- O estudo e adequação das normas e das legislações vigentes no país em todos os aspectos do processo produtivo;
- A elaboração de planos de emergência e/ou contingência para a empresa.

A tarefa de avaliação e tratamento de um Ciclo de Rotinas é finalizada com um relatório geral que envolve todas as outras tarefas anteriores, enfatizando os pontos considerados como críticos e relevantes por cada uma das equipes de desenvolvimento e implantação das tarefas. Esse relatório é encaminhado para a reunião de avaliação final da metodologia e servirá de ponto de partida para o início do Ciclo subsequente.

É importante que cada fase do Ciclo de Rotinas seja se possível, quantificada financeiramente, pois no relatório técnico – econômico – financeiro da organização deve-se buscar realizar comparações de antes e após a implantação da metodologia na organização.

Apêndice C – Codificação KKS

Neste apêndice serão mostradas as diversas tabelas onde foram utilizadas as codificações KKS nos componentes dos sistemas de geração de usinas termelétrica com motores diesel.

C.1. Processo de formação dos códigos dos elementos

Durante a formação do código operacional de um elemento a primeira tarefa, a ser realizada, é a classificação das fontes de geração, sendo possível cadastrar na base de conhecimento do Ciclo de Rotinas várias fontes de geração, para as quais são atribuídos, os dois primeiros dígitos do código, a função de identificação da fonte. A Tabela C.1 mostra os códigos operacionais das fontes de geração com suas respectivas descrições.

Tabela C.1. Codificação KKS.

FONTES DE GERAÇÃO	
Código	**Descrição**
01	Usina Termelétrica com Motores Diesel – UTE Diesel
02	Usina Termelétrica com Turbinas a Vapor – UTE Vapor.
03	Usina Termelétrica com Turbinas a Gás – UTE Gás
04	Pequena Central Hidrelétrica – PCH
05	Sistema Híbrido: Eólico – Diesel
06	Sistema Híbrido: Eólico – Solar
07	Sistema Híbrido: Eólico – Solar – Diesel
08	Central Eólica
09	Central Solar
10	Usina de Biomassa

Neste estudo somente são analisadas as usinas termelétricas com motores diesel. Para atendimentos aos demais casos devem ser desenvolvidos novos inventários para levantamento de todas as características da fonte de geração.

Após a seleção da fonte de geração realizou-se a classificação dos sistemas de geração de energia (usinas termelétricas) da empresa, usando a codificação KKS, sendo que os três dígitos do código representam a identificação da UTE.

A estrutura desenvolvida na metodologia Ciclo de Rotinas permite o gerenciamento de mais de uma usina de um parque térmico, como foi o caso das usinas monitoradas no estado do Pará.

A Tabela C.2 mostra os códigos operacionais das usinas termelétricas com motores diesel, da concessionária do estado do Pará, em 2008 com suas respectivas descrições.

Tabela C.2. Classificação das usinas termelétricas com motores diesel.

USINAS TERMELÉTRICAS COM MOTORES DIESEL		
Fonte de Geração	**Código**	**Descrição**
01	ANJ	Usina Termelétrica com Motores Diesel – UTE Anajás
	AVE	Usina Termelétrica com Motores Diesel – UTE Aveiro
	BRG	Usina Termelétrica com Motores Diesel – UTE Bagre
	BAN	Usina Termelétrica com Motores Diesel – UTE Bannach
	BAC	Usina Termelétrica com Motores Diesel – UTE Barreira dos Campos
	CHV	Usina Termelétrica com Motores Diesel – UTE Chaves
	COT	Usina Termelétrica com Motores Diesel – UTE Cotijuba
	JAC	Usina Termelétrica com Motores Diesel – UTE Jacareacanga
	MEL	Usina Termelétrica com Motores Diesel – UTE Melgaço
	SMB	Usina Termelétrica com Motores Diesel – UTE Santa Maria das Barreiras
	SCA	Usina Termelétrica com Motores Diesel – UTE Santa Cruz do Ararí
	SAR	Usina Termelétrica com Motores Diesel – UTE Santana do Araguaia
	VKA	Usina Termelétrica com Motores Diesel – UTE Vila Karapanã
	VMA	Usina Termelétrica com Motores Diesel – UTE Vila Mandi

Uma usina termelétrica com motores diesel, geralmente, é composta por vários grupos geradores. Cada grupo gerador é instalado em uma base de geração. A identificação dos componentes das bases de geração facilita o planejamento das atividades de manutenção.

A Tabela C.3 mostra os códigos das bases dos grupos geradores em cada uma das usinas termelétricas com motores diesel, com suas respectivas descrições.

Tabela C.3. Classificação das bases das usinas termelétricas com motores diesel.

BASES DAS USINAS TERMELÉTRICAS COM MOTORES DIESEL			
UTE	**Código**	**Descrição**	**Identificação na Usina**
SAR	001	Grupo Gerador – GG 01	UDG – 01
	002	Grupo Gerador – GG 02	UDG – 02
	003	Grupo Gerador – GG 03	UDG – 03
	004	Grupo Gerador – GG 04	UDG – 04
	005	Grupo Gerador – GG 05	UDG – 05
	006	Grupo Gerador – GG 06	UDG – 06
	007	Grupo Gerador – GG 07	UDG – 07
	008	Grupo Gerador – GG 08	UDG – 08
	009	Grupo Gerador – GG 09	UDG – 09
	010	Grupo Gerador – GG 10	UDG – 10
	011	Grupo Gerador – GG 11	UDG – 11
	012	Grupo Gerador – GG 12	UDG – 12
	013	Grupo Gerador – GG 13	UDG – 13
	014	Grupo Gerador – GG 14	UDG – 14

No Estado do Pará, em médias as usinas do sistema isolado têm até quatorze grupos geradores no máximo, porém nas usinas do sistema interligado esse número aumenta significativamente, podendo chegar a mais de cem UDGs, como é o caso das UTEs Goiânia II (Goiás) e Mauá VI (Manaus), que foram visitadas durante o desenvolvimento desta tese.

Seguindo as características da codificação KKS poderão ser cadastradas todas as unidades geradoras de uma usina na base de conhecimento do programa.

Um grupo gerador também é subdividido em alguns sistemas e subsistemas e os subsistemas são constituídos por inúmeros componentes, com seus respectivos elementos. Cada um dos elementos que compõe um grupo gerador também recebeu uma codificação de forma que eles possam ser identificados quando uma anomalia fosse originada a partir dos de falhas na operação dos mesmos.

A Figura C1 mostra um exemplo da codificação operacional simplificada utilizada nas unidades geradoras. Esta codificação facilita a localização rápida das UDGs nas suas respectivas bases, sendo que elas foram implantadas em todos os componentes dos GGs.
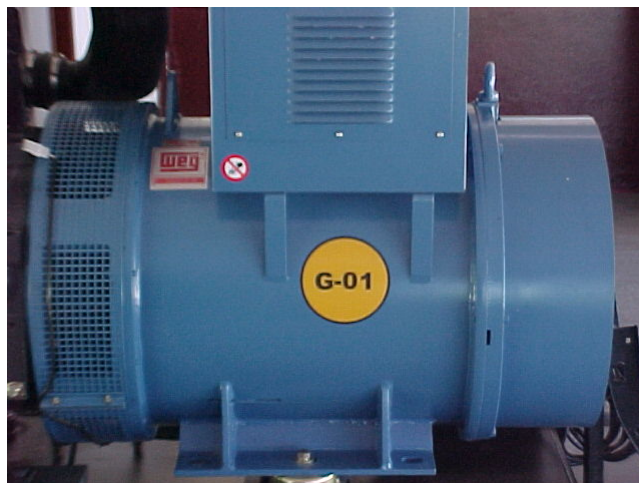
Figura C.1. Exemplo de codificação operacional simplificada implantada em uma UDG.

Dando sequência ao procedimento de classificação dos componentes da metodologia ciclo de rotinas, outras classificações são atribuídas aos sistemas e subsistemas que compõe as unidades geradoras, pode ser vista na Tabela C.4, que mostra a sistematização e a classificação dos sistemas e subsistemas das UDGs.

A classificação, mostrada na Tabela B.4, facilitou o desenvolvimento de procedimentos e normas de operação e de manutenção para as UDGs e a elaboração de treinamentos e reciclagem do pessoal envolvido com a geração de energia. Estes treinamentos e reciclagens passaram a ser planejados e executados pela equipe de implantação da empresa.

Tabela C.4. Classificação dos sistemas e subsistemas das unidades diesel geradoras.

SISTEMAS E SUBSISTEMAS DAS UNIDADES DIESEL GERADORAS				
UDG	**Sistema**	**Códigos**	**Subsistemas**	**Códigos**
001	Motor	MCI	Arrefecimento	001
			Força	002
			Alimentação de combustível	003
			Admissão de ar	004
			Exaustão	005
			Lubrificação	006
			Regulação de velocidade	007
			Proteção do motor	008
			Seção dianteira	009
			Seção traseira	010
			Painel do motor	011
	Sistema de transmissão de potência	STP	Acoplamento	012
	Sistema de partida ou elétrico	SPE	Sistema de partida	013
	Alternador (gerador) elétrico	GER	Rotor	014
			Estator	015
			Excitação	016
			Ventilação	017
			Proteção	018
			Apoio	019
			Cablagem	020
	Quadro de comandos	QCM	Painel elétrico ou quadro de comandos	021
	Sistema de proteção	SPR	Proteções elétricas	022
			Relés	023
			Sensores	024
			Equipamentos de medição, supervisão e controle	025
	Sistema de transformação	STR	Transformação	026
	Falha na operação	FOP	Operação (sincronismo)	027
	Indisponibilidade de Geração	ING	Indisponibilidade de geração	028
	Causas diversas	CAD	Intempéries / Animais na subestação	029
			Manutenção programada	030
			Causa não identificada	031
			Causa ignorada	032
	Rede de distribuição	RDL	Curto-circuito na rede de distribuição	033
			Falha na estabilidade / Falha na RDU	034
			Falha na qualidade da energia gerada	035

Cada subsistema de uma unidade geradora é composto por um conjunto de componentes os quais também recebem uma codificação operacional KKS. A Tabela C.5 mostra os códigos dos componentes do subsistema de arrefecimento dos grupos geradores, com suas respectivas descrições.

Os elementos que constituem um componente de um subsistema são encontrados, geralmente, nas listas de peças dos sistemas da UDG. Ressalta-se que a codificação KKS foi aplicada em todos os componentes das UDGs formando uma grande base de conhecimento.

Tabela C.5. Classificação dos componentes do subsistema de arrefecimento das UDGs.

Subsistema	Código	Componentes	Código
Arrefecimento	001	Coletor de água	COL
		Radiador	RAD
		Bomba d'água	BBA
		Ventilador (ventoinha)	VEM
		Polia do ventilador	POV
		Trocador de calor (*aftercoler*)	TRC
		Válvula termostática	VTE
		Fluido (aditivo) para radiador	FAR
		Mangueiras de conexão	MAC
		Mangotes de conexão	MGC
		Filtro de água anticorrosivo	FAA
		Sensor de temperatura	STP

A Tabela C.6 mostra a classificação dos elementos do componente do subsistema de arrefecimento das unidades geradoras, com seus respectivos valores críticos iniciais.

Tabela C.6. Classificação dos elementos dos componentes do coletor de água das UDGs.

Componente	Código	Elementos	Código	Valor Crítico
Coletor de Água	COL	Tubulação de Entrada de Água	001	2
		Válvula de Entrada de Água	002	3
		Tubulação de Drenagem	003	2
		Tubulação de Circulação de Água	004	3
		Tubulação de Drenagem	005	2
		Acoplamento da Tubulação	006	2
		Tubulação de Água da Entrada da Válvula Termostática	007	2
		Mangueira de Borracha da Tubulação de Água	008	3
		Tubulação da Saída do Resfriador de Água	009	2
		Tubulação de Água da Saída da Válvula Termostática	010	2
		Tubulação de Água da Frente do Resfriador	011	2
		Conexão	012	2
		Parafusos de fixação da tubulação	013	2
		Tubulação de *By-pass* de Água	014	3
		Porca	015	2
		Polia de Condução do Alternador	016	4
		Coletor de Água	017	5
		Mangote de Borracha da Tubulação de Água	018	2
		Braçadeira de Fixação da Mangueira de Borracha	019	3
		Junta do coletor de água	020	3
		Conector de água	021	3
		Arruela de pressão	022	3
		Arruela plana	023	2

Apêndice D – Características dos Indicadores

As características dos indicadores utilizados na metodologia Ciclo de Rotinas, visando determinar as relações matemáticas para os sistemas de geração de usinas termelétrica com motores diesel são expostas neste apêndice.

D.1. Componentes do indicador

De acordo com FIGUEIREDO, M. (1996) um indicador deve conter os seguintes componentes:

- O valor numérico do indicador (relação matemática), num determinado momento, é denominado de **índice** que deve ser obtido no local da instalação por medição direta ou indireta dos parâmetros operacionais do sistema ou processo produtivo. Este valor numérico deve ser acompanhado de forma temporal, onde deve ser analisada a tendência do comportamento do mesmo;
- O **referencial comparativo** é um índice arbitrado ou convencionado para o indicador, utilizado como padrão de comparação, que pode ser obtido nos testes de bancada ou de modelos dos fabricantes. No caso das usinas termelétricas os referenciais comparativos foram obtidos nos ensaios de comissionamento das unidades geradoras das usinas;
- As **metas** são os índices arbitrados para os indicadores, a serem alcançados num determinado período de tempo. São pontos, patamares ou posições a serem atingidos no futuro. Elas se constituem em propulsores da gestão, visando atingir metas. Uma meta deve possuir alguns componentes básicos: objetivo, valor e prazo de execução (início e fim). Exemplo: reduzir o número de ocorrências de desligamentos nas UTEs em 50 % de janeiro até o final do mesmo ano de análise;
- A **fórmula de obtenção do indicador** é a relação matemática que mostra como o valor numérico deverá ser obtido. Geralmente a formulação depende de uma sequência matemática que pode usar valores empíricos ou derivados de informações reais.

D.2. Tipos de indicadores

Segundo o ENAP (2003) os tipos de indicadores podem ser reunidos em:

Indicadores Estratégicos: estes tipos de indicadores são utilizados como chaves para as organizações, pois eles informam o "quanto" a organização se encontra na direção da consecução de sua visão. Reflete o desempenho em relação aos fatores críticos, a faixa aceitável de funcionamento de uma linha de produção, ou os desvios das metas e objetivos para se alcançar o êxito.

Indicadores de Produtividade (eficiência): Segundo a Comunidade Econômica Europeia a produtividade de um sistema ou processo é a relação entre o produzido por algum dos fatores de produção. A produtividade é, pois, uma avaliação efetuada entre dois instantes no tempo; assim, faz sentido dizer que a produtividade no dia, no mês, no ano. Consequentemente, a variação da produtividade é avaliada entre dois períodos consecutivos ou não.

Indicadores de Qualidade (eficácia): informam "como" está sendo entregue para os clientes produto gerado, envolvendo o *feedback* da satisfação dos mesmos. Durante a obtenção destes indicadores são obtidas as faixas, os parâmetros ou limites operacionais para um determinado processo ou sistema.

Indicadores de Efetividade (impacto): a efetividade de um sistema produtivo indica a avaliação de "o quanto" o produto gerado consegue atingir seus objetivos focam as consequências dos produtos/serviços. Fazer a coisa certa da maneira certa.

Indicadores de capacidade: medem a capacidade de resposta de um processo através da relação entre as saídas produzidas por unidade de tempo.

D.3. Requisitos dos indicadores

De acordo com FIGUEIREDO, M. (1996) os requisitos que um indicador deve conter são os seguintes:

- **Disponibilidade:** facilidade de acesso para coleta dos parâmetros, estando disponível tanto no local da instalação, quanto para pós-processamento;
- **Simplicidade:** facilidade de ser compreendido ou interpretado pelo pessoal envolvido;
- **Baixo custo** de obtenção, podendo ter registros locais dos parâmetros do sistema de geração, através de uma planilha ou outros mecanismos, os quais devem fazer parte de uma memória de trabalho;
- **Adaptabilidade:** capacidade de respostas às mudanças;
- **Estabilidade:** permanência no tempo, permitindo a formação de série histórica;

- **Rastreabilidade**: facilidade de identificação da origem dos dados, em seus registros de manutenção;
- **Representatividade:** atender às etapas críticas dos processos, serem importantes e abrangentes.

D.4. Parâmetros de medida

Segundo o ENAP (2003) os parâmetros de medidas a serem utilizados tipos de indicadores podem ser reunidos em:

- **Eficácia** = Qualidade (características técnicas asseguradas ao produto/serviço);
- **Continuidade** do atendimento do serviço;
- **Disponibilidade** de atendimento;
- **Custo** (conjunto de valores retirados da sociedade e, aos quais se agrega valor para esta mesma sociedade);
- **Atendimento** (garantia de entrega dos produtos/serviços no prazo, local e quantidade);
- **Moral** (nível médio de satisfação das pessoas da organização);
- **Segurança** (segurança física das pessoas e usuários em relação aos produtos/serviços);
- **Desempenho** (consequências dos produtos/serviços em relação ao cliente e/ou sociedade. Fazer a coisa certa do jeito certo);
- **Eficiência** (Produtividade);
- **Efetividade** (Impacto);
- **Ética** (cumprimento de normas, regulamento, procedimentos, leis e códigos de conduta).

D.5. Elementos do sistema de indicadores

Numa organização os indicadores são decorrentes da gestão estratégica (valores, missão, visão de futuro, fatores críticos para o êxito e metas estratégicas), da gestão operacional (macro processos e processos) e das partes interessadas (clientes, servidores, sociedade, fornecedores, etc.).

Dessa forma, identificam-se os indicadores estratégicos e os operacionais, conforme o nível de gestão analisado. Os indicadores das partes interessadas poderão estar inseridos na área estratégica ou operacional.

Há necessidade de se manter um alinhamento e integração entre os indicadores estratégicos e operacionais.

D.6. Exemplos de indicadores utilizados na metodologia

a) Indicadores de Qualidade (eficácia)

De acordo com o ENAP (2003) os indicadores de eficácia também são conhecidos como indicadores da satisfação dos clientes/usuários. Medem como o produto/serviço é visto pelo cliente e a capacidade do processo em atender aos requisitos e necessidade dos mesmos. Estes índices podem ser aplicados para a organização como um todo, para um processo e/ou para uma área específica.

Devem ser baseados em pesquisas de opinião e não em “achismo”. Podem ser de dois tipos: indicadores de não - qualidade – I_{NQ}, Equação (D.1) e indicadores de qualidade – I_Q, mostrado na Equação (D.2):

Formula dos indicadores de não qualidade: $$I_{NQ} = \left(\frac{T_D / \xi / d}{T_S} \right) \cdot 100 \qquad \text{(D.1)}$$

Fórmula dos indicadores de qualidade: $$I_Q = \left(\frac{T_{SC}}{T_S} \right) \cdot 100, \qquad \text{(D.2)}$$

onde, T_D é o total de deficiências no processo; ξ são os erros; d são os desperdícios (tempo, produto, etc.); T_S é o total de saídas de produtos e serviços da linha de produção e T_{SC} é o número total de saídas certas, FIGUEIREDO, M. (1996).

A Equação (D.3) mostra a comparação com um padrão ou parâmetros escolhidos em relação ao desejado e fornece a eficácia do sistema ou processo:

$$\eta = \frac{I_{OBTIDO}}{I_{DESEJADO}}, \qquad \text{(D.3)}$$

onde η é a eficácia do processo ou sistema; I_{OBTIDO} é o índice obtido para o processo e $I_{DESEJADO}$ é o índice desejado ou o máximo possível para o processo.

Um exemplo desse tipo de indicador é: consumo específico das unidades geradoras, que pode ser individual de uma unidade ou global da usina (ELETROBRÁS, 2005).

b) Indicadores de Produtividade (eficiência)

De acordo com FIGUEIREDO, M. (1996), são encontrados dentro dos processos e tratam da utilização dos recursos para a geração de produtos e serviços. Servem para identificar e prevenir problemas nos processos, estando ligados intimamente aos indicadores de qualidade.

As Equações (D.4) mostram as formas de cálculos dos indicadores de produtividade são:

$$I_P = \frac{T_P}{R_{UD}} \text{ , ou } \quad I_P = \frac{R_{UD}}{T_P}, \tag{D.4}$$

onde: $\boldsymbol{I_P}$ é o indicador de produtividade; $\boldsymbol{T_P}$ é o Total produzido e $\boldsymbol{R_{UD}}$ são os recursos utilizados ou disponíveis.

A Equação (D.5) mostra a comparação do resultado com o padrão escolhido e fornece a eficiência do sistema ou do processo produtivo:

$$\eta = \frac{I_{OBTIDO}}{I_{PREVISTO}}, \tag{D.5}$$

onde: $\boldsymbol{\eta}$ é a eficiência do processo e $\boldsymbol{I_{PREVISTO}}$ é o índice previsto inicialmente para o processo.

Um exemplo de indicador de produtividade é: energia gerada por uma usina termelétrica com motores diesel em um determinado período.

c) Indicadores de Capacidade

Estes indicadores medem a capacidade de resposta de um processo por meio da relação entre as saídas produzidas por unidade de tempo, como mostrado na Equação (D.6).

A formulação desse indicador é: $I_C = \frac{Q}{t}$, (D.6)

onde: $\boldsymbol{I_C}$ é o indicador de capacidade; $\boldsymbol{Q}$ é a quantidade produzida e $\boldsymbol{t}$ é o tempo para produzir a quantidade medida;

Um exemplo desse tipo de indicador é: números de peças produzidas por hora ou número de atendimentos por mês, ou a ainda potência efetiva liberada de uma usina.

Apêndice E – Variáveis Linguísticas e Inferência Fuzzy

Serão descritas neste apêndice as características das variáveis linguísticas e o processo de inferência *fuzzy* utilizados na metodologia Ciclo de Rotinas, visando auxiliar na tomada de decisão das anomalias ou eventos em UTEs com motores diesel.

E.1. Variáveis linguísticas

O conceito da variável linguística foi considerado por COX, E. (1994) como sendo a essência da técnica do modelamento *fuzzy*. Uma variável linguística pode ser considerada como sendo o nome dado a um conjunto *fuzzy*.

> Segundo ALMEIDA e EVUKOFF (2003): *"Para resolver um problema complexo, um ser humano primeiro tenta estruturar o conhecimento sobre este problema em conceitos gerais, para então observar as relações essenciais entre esses conceitos"*.

Este processo de modelagem *top - down* permite que as relações essencialmente gerais e imprecisas, obtidas no primeiro momento, se convertam numa segunda fase, em algoritmos operacionais mais detalhados.

Ainda segundo ALMEIDA e EVUKOFF (2003) é inerente do ser humano, essa perspectiva de encarar um problema que, geralmente, não permite soluções numéricas exatas, mas conduz a uma classificação ou agregação qualitativa em categorias gerais ou conjunto de possíveis soluções. A capacidade de classificar de modo impreciso as variáveis de um problema, em termos de conceitos qualitativos em vez de quantitativos, traduz a ideia de uma variável linguística.

As variáveis linguísticas representam de modo impreciso, ou seja, linguístico, admitindo como valores somente expressões linguísticas, também chamadas de termos primários, tais como: "muito pequeno", "pequeno", "médio", "grande", "muito grande", etc. Estes valores contrastam com os valores precisos assumidos por variáveis numéricas.

Uma variável linguística pode ter seu termo primário representado por um conjunto *fuzzy* existente no universo de discurso em que esta variável está definida. Deste modo, a cada conjunto *fuzzy* deste universo de discurso é associado um conceito linguístico que classifica ou define um valor linguístico para a variável *fuzzy* em questão.

A estrutura de conhecimento, ou participação *fuzzy* de uma variável linguística é definida pelos termos primários desta variável, e o quanto um dado elemento $\boldsymbol{x}_i$, do universo de

discurso ***U***, satisfaz o conceito representado por um conjunto *fuzzy* $\tilde{A}$, é definido pelo valor da função de pertinência $\mu_{\tilde{A}}(x_i),\ x \in U$.

São as propriedades sintáticas e semânticas que regem o comportamento do sistema de conhecimento *fuzzy*. Elas definem a forma de utilização das variáveis linguísticas.

As propriedades sintáticas definem a forma com que as informações linguísticas *fuzzy* são armazenadas, proporcionando a criação de uma base de conhecimento com sentenças devidamente estruturadas. Estas propriedades sistematizam os processos de armazenamento, buscando e processando os dados existentes. Por sua vez, as propriedades semânticas são as responsáveis pela especificação do modo como é extraído e processado o conhecimento, contido na estrutura definida pelas propriedades sintáticas, armazenado na forma de declarações condicionais *fuzzy*, ou regras de produção *fuzzy* (ALMEIDA e EVUKOFF 2003).

E.2. Modelo de inferência fuzzy de Mamdani

O processamento das "*situações*[12]", os indicadores de disparos das regras e os operadores utilizados em um sistema de conhecimento *fuzzy* são definidos, de acordo com a semântica, pelo mecanismo de inferência[13]. Desta forma, então, é executado o processamento do conhecimento ou da ordem a ser executada.

Modelos de inferência[14] *fuzzy* específicos são utilizados conforme as propriedades sintáticas definidas, isto é, o modelo de processamento definido para o sistema de conhecimento *fuzzy* depende basicamente da forma de armazenamento de informações.

MAMDANI, E. H. *et. al.*, (1975) propôs um método de inferência que foi por muitos anos um padrão para a utilização dos conceitos da lógica *fuzzy* em processamento de conhecimento. As regras de produção em um modelo de Mamdani possuem relações *fuzzy* tanto em suas *situações* como em suas *ações*.

O modelo de Mamdani possui módulos de interface que transformam as variáveis de entrada baseadas em grandezas numéricas, em conjuntos *fuzzy* equivalentes e, posteriormente, as variáveis *fuzzy* geradas em variáveis numéricas proporcionais, adequadas para os sistemas de atuação existentes.

Na Figura E.1 apresenta-se um diagrama do modelo de inferência *fuzzy* de Mamdani utilizado num sistema de processamento de conhecimento *fuzzy*. Nela o módulo ou máquina de

---

[12] Alguns autores descrevem a *situação* como *antecedente* composto por um conjunto de condições.
[13] A computação de regras *fuzzy* é chamada inferência de regra *fuzzy*. A inferência é um cálculo que consiste em agregação e conclusão.
[14] Os processos de inferência são as formas de se processar o conhecimento de uma base de conhecimento.

inferência recebe os valores *fuzzy* resultantes do módulo de inferência de entrada "conversão escalar > *fuzzy*", processa as regras existentes na base de conhecimento e gera, a partir da composição de todas as regras disparadas, um conjunto *fuzzy* de saída para o módulo de interface correspondente "conversão *fuzzy* > escalar", e este finalmente converte o conjunto *fuzzy* resultante em valores escalares. Uma regra é disparada quando o processamento da situação para entradas atuais gera graus de pertinência maiores que zero.
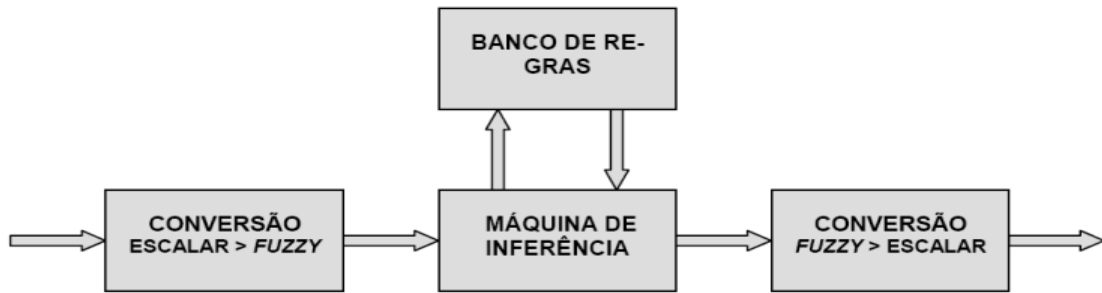
Figura E.1. Processo global Fuzzy utilizados no Ciclo de Rotinas.

Para Mamdani a regra semântica tradicionalmente usada para o processamento de inferência é denominada de Max – Min, a qual, segundo ALMEIDA e EVSUKOFF (2003), utilizam as operações de união e interseção entre conjuntos da mesma forma que Zadeh sugeriu na década de 1960, por meio de operadores de máximo e mínimo, respectivamente.

Na regra de produção *fuzzy* genérica, mostradas na Equação (E.1), $\boldsymbol{x}_i$ são as entradas do sistema, $\tilde{A}_1,..., \tilde{A}_n$ são os termos primários definidos nas partições *fuzzy* de cada variável de entrada, $\boldsymbol{y}_1$ e $\boldsymbol{y}_2$ são as variáveis de saída e $\tilde{B}_1,..., \tilde{B}_m$ os termos primários definidos em suas partições *fuzzy*.

$$\text{SE } x_1 = \tilde{A}_i \text{ E } x_2 = \tilde{A}_j \text{ E ... E } x_p = \tilde{A}_n \text{ ENTÃO } y_1 = B_i \text{ E } y_2 = B_m \qquad \text{(E.1)}$$

Fazer uma inferência difusa significa aplicar regras do tipo SE X ENTÃO Y de forma que X e Y, e a própria sentença, sejam noções difusas. Dessa forma, se torna mais fácil interpretar matematicamente e implementar sistemas a partir do conhecimento humano, como em: **SE** a temperatura é alta **E** a pressão é alta **ENTÃO** o fluxo de combustível é pequeno.

As situações de cada uma das regras, na conversão escalar *fuzzy*, são processadas pela interseção *fuzzy* entre os graus de pertinência das entradas atuais nos termos primários definidos em cada uma.

Este processo de conversão gera um grau de pertinência de disparo para cada uma das regras de produção, ou seja, calcula, para a *k*-ésima regra da base de conhecimento, um

coeficiente de disparo $D^{(k)}$, conforme Equação (E.2), onde os índices do número **k** nos conjuntos *fuzzy* demonstram os termos primários que compõem a regra *k* na base de conhecimento. Assim, as informações quantitativas são transformadas em informações qualitativas, e este processo é considerado um processo de generalização, comumente denotado de *fuzzyficação*.

$$D^{(k)} = T\left(\mu_{\tilde{A}_1^k}(x_1), \mu_{\tilde{A}_2^k}(x_2), \ldots, \mu_{\tilde{A}_P^k}(x_P)\right) = \min\left(\mu_{\tilde{A}_1^k}(x_1), \mu_{\tilde{A}_2^k}(x_2), \ldots, \mu_{\tilde{A}_P^k}(x_P)\right) \quad \text{(E.2)}$$

As regras para os quais o coeficiente de disparo é maior que zero, são ditas regras que dispararam para as entradas atuais, ou seja, elas vão contribuir para o cálculo da saída correspondente do sistema de inferência. Por sua vez, os coeficientes de disparo limitarão os valores máximos dos conjuntos *fuzzy* de saída gerados por estas regras.

Cada variável de saída, contendo as informações sobre todas as regras disparadas para as entradas atuais é composto um conjunto *fuzzy* por meio de uma operação global de união.

Na Equação (E.3) é apresentada a composição deste conjunto para o caso da saída $\boldsymbol{y}_2$ da regra de entrada de interseção. Esta variável de saída tem seu universo de discurso composto pelos $\boldsymbol{y} \in \boldsymbol{U}\boldsymbol{y}_2$.

$$\mu_{\tilde{B}'_i}(y) = \underset{k=1,\ldots,n}{S}\left(T\left(D^{(k)}, \mu_{\tilde{B}}(y)\right)\right) = \max_{k=1,\ldots,n}\left(\min\left(D^{(k)}, \mu_{\tilde{B}}(y)\right)\right), \ \forall \ y \in U_{y_2} \quad \text{(E.3)}$$

A informação qualitativa é transformada, por meio de uma conversão, em outra informação quantitativa pelo processo de inferência acima descrito. O conjunto *fuzzy* gerado durante o processo de inferência pode então ser utilizado diretamente em um diagnóstico qualitativo de tomada de decisão, ou convertido, no caso de um sistema de controle, em um valor escalar proporcional para atuação externa por meio de atuadores convencionais.

Resumidamente são utilizadas as rotinas da lógica *fuzzy*, mostrada na Figura E.2, que mostra o processo global *fuzzy* utilizado na metodologia ciclo de rotinas, como o processo de *fuzzyficação* de base relacional, para determinar a criticidade dos equipamentos, com todos os elementos que compõem os sistemas e subsistemas das UDGs.
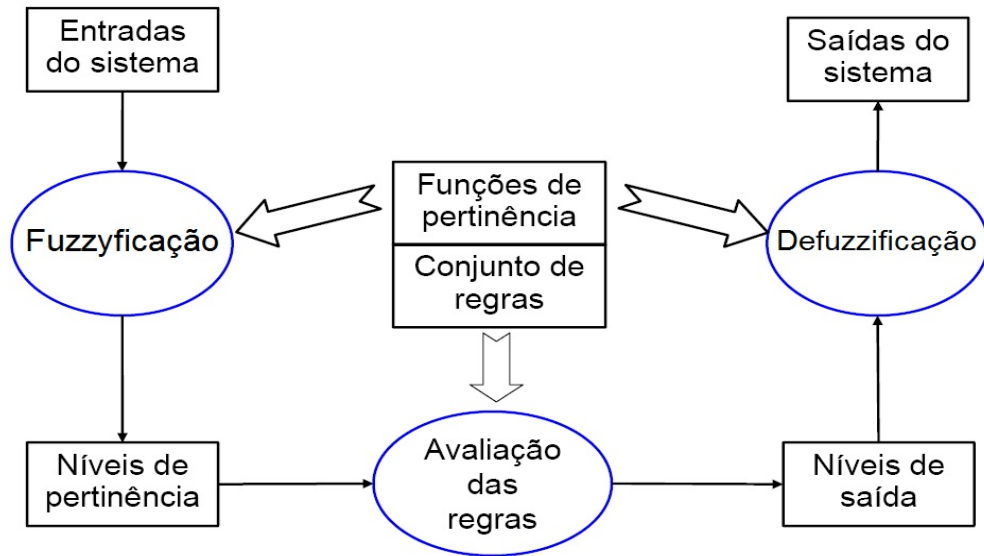
Figura E.2. Motor de inferência *Fuzzy* utilizados no Ciclo de Rotinas.

O motor de inferência *fuzzy*, mostrado na Figura E.2, é baseado na técnica de Mamdani e auxilia na detecção dos componentes mais críticos das UTEs. Sendo que os resultados do processo de *fuzzificação* são dispostos novamente para o operador, em ordem decrescente de criticidade.

Enfatiza-se a necessidade da existência de um banco de dados de eventos ocorridos no sistema ou processo em estudo para facilitar a elaboração de ações a serem adotadas ou a elaboração dos diagnósticos e prognósticos sobre o mesmo.

Os métodos de *defuzzificação* mais utilizados são:

- Centro de área (CoA) ou centro de gravidade, pois calcula o centróide da área composta na qual representa o termo de saída *fuzzy*. Este exemplo está esquematizado graficamente na Figura E.3(a);
- Centro de massa (CoM), ou primeiro dos máximos, mostrado na Figura E.3(b) e
- Método da média dos máximos (MoM): esse método é chamado de solução plausível, por desconsiderar o formato das funções de pertinência da saída. A representação gráfica pode ser vista na Figura E.3(c). O método do centro de área é idêntico ao método do centro de massa.

O que se observa na maioria dos casos é que enquanto o resultados dos métodos de desfuzzificação CoM e CoA têm um maior compromisso com a solução, o resultado do método MoM apresenta a melhor solução para um problema.
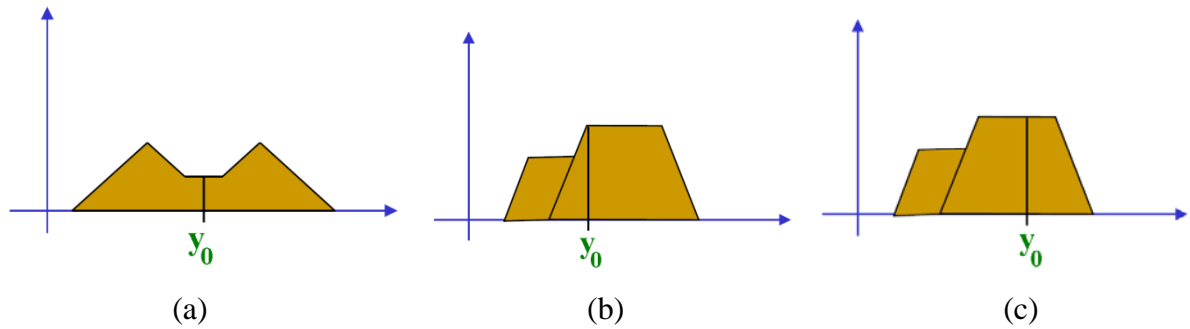
Figura E.3. Representação dos métodos de defuzzificação: (a) Centro de área (centróide); (b) Centro de Massa (primeiro máximo) e (c) Média dos máximos.

O método do centro de área calcula, para um dado conjunto *fuzzy* de saída proveniente de uma base de conhecimento processada, a abscissa (no universo de discurso definido para a variável em questão) do ponto do centro de área correspondente, e a utiliza como valor escalar de saída. Na Equação (E.4) é mostrada a expressão deste método.

$$\hat{y}_2 = \frac{\sum_{y \in U_{y2}} y \times \mu_{\tilde{B}_i^{'}}(y)}{\sum_{y \in U_{y2}} \mu_{\tilde{B}_i^{'}}(y)} \qquad \text{(E.4)}$$

A Equação (E.5) é o método da média dos máximos, cujo valor numérico de saída corresponde ao ponto do universo de discurso correspondente à média dos pontos de máximo locais da função de pertinência do conjunto de saída, produzida pelo processo de inferência.

$$\bar{y}_2 = \frac{\sum_{y \in U_{y2}} \hat{y}_k \times \mu_{\tilde{B}_i^{'}}(\hat{y}_k)}{n_{\hat{y}}} \qquad \text{onde:} \qquad \hat{y} = \max_{y \in U^{'}, U^{'} \subset U_{y_2}} \left(\mu_{\tilde{B}_i^{'}}(y) \right) \qquad \text{(E.5)}$$

A defuzzyficação com o método da média dos máximos foi técnica adotada na metodologia Ciclo de Rotina para a formação da função de ativação do processo *fuzzy*.

Os resultados são as ações de *defuzzyficação* sob a forma da função de ativação[15] Fuzzy $f(y_k)$, para a implementação de um conjunto de ações de manutenção, operacionais e administrativas nos elementos da geração de energia elétrica, a fim de assegurar a continuidade do serviço de fornecimento de eletricidade para a comunidade local no menor tempo possível.

[15] Uma função de ativação executa uma operação matemática no sinal de saída.

Apêndice F - Algoritmo da Árvore de Decisão

Este apêndice mostra as características do algoritmo utilizado para a programação da árvore de decisão utilizado na metodologia Ciclo de Rotinas, visando à montagem da árvore de decisão a partir dos tipos de ocorrência dos sistemas de geração.

De acordo com MITCHELL, T. (1997) para a montagem de uma árvore decisão utiliza-se o algoritmo mostrado na Figura F.1:

```
/* Conj_Exemplos representa o conjunto de treinamento */
/* Atributo_Meta é o atributo a ser predito pela árvore */
/* Lista_Atributos representa a lista dos outros atributos a serem testados*/

INICIO1 (Conj_Exemplos, Atributo_Meta, Lista_Atributos)
Selecionar o melhor atributo para o nó raiz da árvore, de acordo com função de avaliação
   SE todos os exemplos em Conj_Exemplos são de uma única classe
       ENTÃ0
          Retornar um único nó com valor da classe
       CASOCONTRÁRIO
          SE Lista_Atributos = φ
             ENTÃO
                   Retornar um único nó com o valor de Atributo_Meta mais frequente em
                Conj_Exemplos
             CASOCONTRÁRIO
                   INICIO2
                      A ← o atributo de Lista_Atributos que melhor classifica Conj_Exemplos
                      PARA cada valor (vi) possível de A
                         Adicionar uma nova ramificação, A = vi
                         Criar o subconjunto Conj_Exemplosvi contendo os exemplos de
                              Conj_Exemplos que satisfazem o teste A = vi
                              SE Conj_Exemplosvi = φ
                                 ENTÃO
                                      Criar uma ramificação subordinada ao novo nó com o valor de
                                           Atributo_Meta mais frequente
                                 CASOCONTRARIO
                                      INICIO1(Conj_Exemplosvi, Atributo_Meta, Lista_Atributos –
                              {A})
                              FIMSE
                      FIMPARA
              FIMINICIO2
          FIMSE
```

Figura F.1. Algoritimo para construção da árvore de decisão (MITCHELL, T., 1997).

A ideia básica do algoritmo é:

a) Escolher um atributo;
b) Estender a árvore adicionando um ramo para cada valor do atributo;
c) Passar os exemplos para as folhas (tendo em conta o valor do atributo escolhido);
d) Para cada nó folha – se todos os exemplos são da mesma classe, associar esta classe ao nó folha, caso contrário, repetir os passos (a), (b) e (c).

Apêndice G – Desenvolvimento de Planos de Manutenção

Neste Apêndice serão descritas as características do programa ou plano de manutenção de unidades geradoras em função do tempo, criado pela metodologia Ciclo de Rotinas, o qual visava à padronização das atividades de manutenção.

A manutenção de unidades geradoras com motores diesel é feita baseada no tempo de operação, desta forma foi padronizado, conforme o porte da UDG, periodicidades para a realização dos serviços.

A Tabela G.1 mostra o plano de manutenção de unidades geradora para termelétricas a diesel em função do tempo:

Tabela G.1. Exemplo de plano de manutenção de unidades geradoras em função do porte.

PLANO DE MANUTENÇÃO DE UNIDADES GERADORAS A DIESEL					
UDG	**C0**	**C1**	**C2**	**C3p**	**C3g**
Pequeno Porte	12.000	500	3.000	6.000	12.000
Médio Porte	20.000	500	2.000	10.000	20.000
Grande Porte	24.000	500	3.000	12.000	24.000

As inspeções foram classificadas como: C0 de comissionamento; C1 periódica; C2 intervalar, C3p revisão parcial e C3g revisão geral.

Fonte: SANTOS, Eraldo C. (2004).

Utilizando-se do exemplo da Tabela G.1 serão mostradas as características dos tipos de inspeções padronizados para as unidades geradoras termelétrica a diesel:

- Inspeção de Comissionamento Tipo C0 — Inspeção desenvolvida pela equipe técnica da manutenção da empresa, geralmente realizada quando se recebe um novo grupo gerador do fabricante ou após uma revisão geral. Nesta inspeção busca-se testar e avaliar todos os componentes dos sistemas e subsistemas de um grupo gerador, podendo se realizado, tanto em uma bancada de testes, como no local da operação da UDG, a finalidade principal dessa inspeção é definir o seu campo básico de funcionamento e a potência efetiva de operação do conjunto gerador, dentro de seu regime de trabalho, atestando o seu pleno funcionamento. Ao final da inspeção, a manutenção emite seu relatório técnico e repassa o equipamento para equipe de operação da usina, que passa a operá-lo conforme a recomendação da manutenção;

- Inspeção Periódica Tipo C1 — Inspeção desenvolvida geralmente pela equipe de operação da usina em cada uma das unidades geradoras sob sua supervisão. Apresenta a menor periodicidade do programa de manutenção, por exemplo, a cada 500 horas. Nesta inspeção deverão ser executados os serviços de inspeção visual e reaperto dos componentes dos sistemas e subsistemas a fim de detectar e remover possíveis vazamentos. Ao final dos serviços o "chefe ou representante" da usina deverá abrir as permissões de trabalho – PTs (no nome do

responsável pela execução dos serviços) e comunicar ao setor ou departamento de manutenção da empresa a execução dos mesmos, enviando uma das cópias das PTs aos mesmos para encerramento das ordens de serviços – OSs;

- Inspeção Intervalar Tipo C2 – Inspeção programada com periodicidade intermediária, como por exemplo, a cada 2.000 ou 3.000 horas, após a uma revisão geral, conforme o Procedimento de Inspeção – PI para o tipo de unidade geradora, a ser executada pela equipe de manutenção. Nesta inspeção deverão ser executados os serviços de reaperto, retirada de vazamentos, engraxamentos e regulagens dos componentes dos sistemas e subsistemas. Ao final das inspeções o responsável pelos serviços deverá encerrar as OSs;

- Inspeção Parcial Tipo C3p – Inspeção programada com periodicidade parcial, ou seja, a cada 6.000, 10.000 ou 12.000 horas, após a uma revisão geral, conforme o Procedimento de Inspeção – PI para o tipo de gerador, a ser executada pela equipe de manutenção da empresa. Nesta inspeção deverão ser executados os serviços de avaliação dos componentes dos sistemas e subsistemas das unidades geradoras, avaliando a possibilidade de substituição dos mesmos por outro material de características semelhantes, além da execução de reapertos, retirada de vazamentos e regulagens. Ao final das inspeções o responsável pelos serviços deverá encerrar as OSs;

- Inspeção Geral Tipo C3g – Inspeção programada com periodicidade máxima, ou seja, a cada 12.000, 20.000 e 24.000 horas de operação, após a uma revisão geral, conforme PI para o tipo de gerador, a ser executada pela equipe de manutenção da empresa. Nesta inspeção deverão ser executados os seguintes serviços: desmontagem completa dos sistemas do motor e do gerador, quadros de comandos e transformador, com medição, avaliação e/ou substituição dos componentes que atingiram o fim de sua vida útil, encerrando as OSs ao final dos serviços;

Em algumas empresas as inspeções são conhecidas por outras nomenclaturas e até podem ser desenvolvidas de formas diferentes, porém com a mesma finalidade.

Para maior efetivação dos programas de inspeções de um plano de manutenção torna-se necessária a adoção de medidas operacionais – administrativas a serem executadas regularmente com periodicidades diárias, semanais, mensais, além de atribuições administrativas, para todos os envolvidos no processo de geração de energia, que devem ser desenvolvidas em conjunto entre as coordenações/gerências das equipes de manutenção e operação das usinas termelétricas.

Tomando-se como base os motores diesel o programa de manutenção de grupos geradores é dividido como mostrado na Tabela G.2.

Tabela G.2. Programa de manutenção básico para grupos geradores.

Tipo de Inspeção	Descrição	Periodicidade (h)
Comissionamento	Realização de testes com o grupo gerador após sua revisão ou na sua recepção, definindo as suas condições (faixa) operacionais e entregando o mesmo para a operação;	6.000 / 12.000/ 20.000 / 24.000
Periódica	Realização de elementos consumíveis[16], como filtros, carga de óleo lubrificante, etc., seguida de verificação da existência de vazamentos, realização de reapertos e ajustes nos componentes do grupo gerador;	500
Intervalar	Realização de inspeções visando verificar as condições operacionais dos componentes dos sistemas do grupo gerador, regulando os injetores e engraxando os componentes e removendo os possíveis vazamentos;	3.000 / 9.000 / 15.000 / 18.000 / 21.000
Parcial	Verificação dos componentes dos sistemas do grupo gerador avaliando-se suas condições operacionais e substituindo somente os que se encontram avariados ou descalibrados;	6.000 / 10.000 / 12.000
Geral	Revitalização com substituição completa de todos os componentes dos sistemas do motor, do alternador, do quadro de comandos e transformador, preparando-o para o comissionamento;	12.000 / 20.000 / 24.000

Fonte: SANTOS, Eraldo C. (2004).

O objetivo é criar uma cultura de repasse de informações entre a equipe de operação e de manutenção das centrais/usinas melhorando assim a comunicação dos fatos o que facilitará os diagnósticos[17] das falhas que possam vir a ocorrer nos sistemas de geração.

A execução ou o desenvolvimento do referido programa/plano de manutenção das usinas termelétricas deve ter seu êxito dependente do sistema de controle e de acompanhamento das anomalias que ocorrerem com o sistema de geração.

Muitas empresas adquirem sistemas de controle de ocorrências e de manutenção existentes no mercado, como por exemplo, o Sistema Integrado de Manutenção – SIM, o Máximo, o Sigma, entre outros. Existem empresas que desenvolvem seus sistemas de programa de manutenção de forma personalizada ou contratam consultorias para a gerência dos mesmos.

[16] Em uma usina termelétrica com motores diesel são considerados como elementos consumíveis todos os produtos necessários para o funcionamento das UDGs, como por exemplo, filtros (água, lubrificante, ar, combustível), óleos lubrificante e combustível, fluidos para radiador, correias, etc.

[17] Nesta tese entende-se que um diagnóstico é aquilo que pertence ou que se refere à diagnose. Este termo, por sua vez, refere-se à ação e ao efeito de diagnosticar (recolher e analisar dados para avaliar problemas de diversa natureza). Um diagnóstico pode apresentar ainda os seguintes significados: 1. Conhecimento (efetivo ou em confirmação) sobre algo, ao momento do seu exame; 2. Descrição minuciosa de algo, feita pelo examinador, classificador ou pesquisador; 3. Juízo declarado ou proferido sobre a característica, a composição, o comportamento, a natureza etc. de algo, com base nos dados e/ou informações deste obtidos por meio de exame.

Apêndice H – Indicadores em Matriz

Neste Apêndice serão descritas as características da utilização da técnica da matriz de risco, utilizada para a determinação dos tipos de falhas de manutenção ocorrida nos componentes do sistema de geração. A utilização da matriz de rico foi na quantificação e priorização das falhas, para composição da criticidade do componente no sistema.

H.1. Indicadores em matrizes

Segundo JANKSON e CARTER (1992) *apud* ABRANTES (2009), uma forma rápida e eficiente de se realizar o acompanhamento dos sistemas é adoção dos indicadores em forma de matrizes, as quais podem apresentar resultados satisfatórios nos processos, apontando aqueles que apresentam maior possibilidade de evolução, com o tempo.

A matriz de risco é uma ferramenta que consiste, basicamente, em identificar, separar e priorizar os problemas para fins de análise e posterior resolução, apresentando a tendência de evolução do problema com o tempo. Sua base é fundamentada no tripé:

- **Matriz de Gravidade (G):** serve para desenvolver padrões de criticidade para cada atividade ou fato ocorrido priorizando os mais relevantes, ou seja, visa à determinação do agente mais crítico de um sistema de produção, avaliando as consequências negativas que podem ocorrer com o sistema de geração caso nenhuma ação seja tomada.
- **Matriz de Urgência (U):** identificados os elementos mais crítico de um sistema ou processo, determina-se a urgência de atendimento da anomalia, ou seja, serve para definição dos prazos para a tomada de decisões e ajuda a desenvolver padrões de urgência para cada criticidade ocorrida priorizando as mais relevantes em função do tempo disponível para atendimento, a fim de saná-la.
- **Matriz de Tendência (T):** serve para desenvolver padrões de tendência para cada criticidade ocorrida priorizando os mais relevantes de forma de se possa projetar a tendência de comportamento da anomalia, ou seja, mede a proporção do problema no futuro.

É importante que, para cada tipo de anomalia ou falha identificada, sejam também desenvolvidas ações para saná-las, fazendo o comparativo do antes e do depois dos fatos.

A Tabela H.1 mostra os valores e as características dos elementos da matriz gravidade, urgência e tendência um exemplo dessa matriz:

Tabela H.1. Matriz de gravidade, urgência e tendência.

VALOR	INDICADORES DA MATRIZ DE GRAVIDADE	INDICADORES DA MATRIZ DE URGÊNCIA	INDICADORES DA MATRIZ DE TENDÊNCIA
	PREJUISOS / DIFICULDADES	NECESSIDADE DA AÇÃO	SE NADA FOR FEITO PARA SANAR A ANOMALIA
5	Extremamente Sério	Imediata	A Situação Vai Piorar Rapidamente
4	Muito Grave	Com Alguma Urgência	Vai Piorar em Pouco Tempo
3	Grave	O Mais Cedo Possível	Vai Piorar em Médio Prazo
2	Pouco Grave	Pode Esperar um Pouco	Vai Piorar em Longo Prazo
1	Sem Gravidade	Sem Pressa	Não Vai Piorar e Pode Até Melhorar

- **Matriz GUT:** reunindo os valores das matrizes anteriores é possível saber do valor máximo de criticidade a ser trabalhado para cada atividade, ou seja, o que é mais relevante. A Tabela H.2 mostra um resumo dessa matriz:

Tabela H.2. Matriz GUT.

NÍVEL MÁXIMO DOS INDICADORES DA MATRIZ GUT				
VALOR	G	U	T	GUT
5	**5**	**5**	**5**	**125**
4	**4**	**4**	**4**	**64**
3	**3**	**3**	**3**	**27**
2	**2**	**2**	**2**	**8**
1	**1**	**1**	**1**	**1**

Para cada um dos fatores mostrado na Tabela H.2 deve ser atribuída um valor inicial de acordo com a relevância de cada anomalia ou falha identificada. Em seguida, utiliza-se a equação (Q x G x U x T = Total/100 → OP), onde o Q representa a quantidade de falhas e OP é o resultado que estabelece a Ordem de Prioridade para resolução dos problemas (falhas).

H.2. Aplicação dos indicadores em matrizes

Para facilitar os cálculos e definir as prioridades, deve-se utilizar o Quadro de Prioridades – QP, mostrado na Tabela H.3, onde os responsáveis pelo cadastro das anomalias no *software* Ciclo de Rotinas analisam e avaliam cada um dos fatores, atribuindo-lhes valores iniciais entre 1 a 5, relacionadas aos tipos de falhas classificados para o sistema de geração.

A Tabela H.3 mostra um exemplo da aplicação da técnica matriz de risco para a avaliação dos tipos de falhas da UTE de Anajás no ano de 2008. Nela são quantificados os valores dos tipos de falhas para um conjunto de anomalias ocorridas na usina.

Tabela H.3. Exemplo de matriz GUT para priorização de problemas.

Organização: Centrais Elétricas do Pará S. A.							**Ano**:	2008
Processo: UTE de Anajás						**Código KKS**		01
Anomalias ou Problemas ou Falhas		**Quantidade de Falhas**	**G**	**U**	**T**	**Total**		**OP**
1	Falha Funcional do Equipamento – FFE	5	5	4	4	4		2°.
2	Falha Operacional do Sistema – FOS	6	5	4	5	6		1°.
3	Falha por Atuação Indevida – FAI	5	4	5	3	3		3°.
4	Falha por Quebra do Equipamento – FQE	1	5	4	4	0,8		5°.
5	Falha na Manutenção do Equipamento – FME	0	4	4	3	0		
6	Falha por Atraso da Manutenção – FAM	0	4	3	3	0		
7	Falha por Curto-Circuito na Rede Elétrica – FCC	0	4	3	2	0		
8	Falha por Intempéries no Sistema – FIS	0	3	3	2	0		
9	Falha por Dano ao Meio Ambiente – FMA	0	4	2	2	0		
10	Falha por Indisponibilidade de Geração – FIG	2	5	3	3	0,9		4°.

Na Tabela H.3 percebe-se que o tipo de falha que deverá receber uma ação priorizada é a FOS, seguida da FFE e da FAI. Para cada tipo de falha deve ser adotada uma ação para saná-la, conforme mostrado no exemplo das ações da Tabela H.4.

Tabela H.4. Exemplo de ações a serem realizadas por tipo de falha.

Organização: Centrais Elétricas do Pará S. A.			**Ano**	2008
Processo: UTE de Anajás			**Código KKS**	01
Anomalias ou Problemas ou Falhas		**Ações a serem Adotadas**		
1	FFE	Análise das condições operacionais e adequação do sistema		
2	FOS	Realização de treinamentos e reciclagens para o pessoal envolvido com a operação da usina termelétrica		
3	FAI	Analise do funcionamento do equipamento e substituição do componente da UDG por outro com as mesmas características		
4	FQE	Substituição do equipamento		
5	FME	Adequação nos planos e nos procedimentos de manutenção		
6	FAM	Adequação nos procedimentos de mobilização da equipe de manutenção		
7	FCC	Solicitação de reparo para a equipe de distribuição de energia		
8	FIS	Análise e melhoria do sistema de proteção das UDGs		
9	FMA	Análise e aplicação das ações mitigadoras para evitar aumento dos danos		
10	FIG	Realização de manutenção corretiva não programada ou substituição da UDG		

O procedimento demonstrado acima é utilizado para determinar a ordem de prioridade para as falhas ou desligamentos ocorridos nas usinas em um determinado período, sendo mais uma ferramenta aplicada na metodologia Ciclo de Rotinas.